DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2022

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

LA RAISON D'ÊTRE D'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants

SOMMAIRE

1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires * 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe * 16
1.4 Description des activités du Groupe 21
1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences * 91

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE * 95

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 96
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 104

3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE * 133

3.1 Enjeux et engagements de responsabilité sociétale 134
3.1 Neutralité carbone et climat 138
3.2 Préservation des ressources de la planète 166
3.3 Bien-être et solidarités 185
3.4 Développement responsable 213
3.5 Gouvernance de la RSE 232
3.6 Méthodologie 239
3.7 Notation extra-financière 246
3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant 247
3.9 Plan de vigilance 277

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE * 295

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 296
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 298
4.3 Direction Générale 324
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 326
4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 327
4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux – Politique de rémunération 328

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES * 335

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2022 336
5.2 Événements postérieurs à la clôture 357
5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes 357
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2023 358

6 ÉTATS FINANCIERS * 361

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2022 362
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 485
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2022 489
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 555
6.5 Politique de distribution de dividendes 557
6.6 Autres informations 558
6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 560

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 571

7.1 Informations générales concernant la Société 572
7.2 Actes constitutifs et statuts 575
7.3 Informations relatives au capital * et à l'actionnariat 578
7.4 Marché des titres de la Société 585
7.5 Opérations avec des apparentés * 586
7.6 Contrats importants 590

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 593

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation * 594
8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes 594
8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière 595
8.4 Tables de concordance 596

* Ces informations font partie intégrante du Rapport financier annuel, tel que prévu par l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier.

2022

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

Ce document d'enregistrement universel (URD) a été déposé le 21 mars 2023 auprès de l'AMF, en tant qu'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Ce document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de valeurs mobilières ou de l'admission de valeurs mobilières à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note relative aux valeurs mobilières et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) n°2017/1129.

Des exemplaires du présent document d'enregistrement universel 2022 sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris Cedex 08) et sur son site internet (**http:// www.edf.com**) ainsi que sur le site de l'AMF (**http://www.amf-france.org**).

Ce document est une reproduction de la version officielle du document d'enregistrement universel intégrant le rapport financier annuel 2022 qui a été établie au format ESEF (European Single Electronic Format) et déposée auprès de l'AMF, disponible sur le site internet de la Société et celui de l'AMF.

Ce document doit être lu avec les précautions de lecture qui figurent à la dernière page du présent document [accessible en cliquant ici].

1 LE GROUPE, SA STRATÉGIE ET SES ACTIVITÉS

1.1 CHIFFRES CLÉS ET MODÈLE D'AFFAIRES 6

1.2 PRÉSENTATION DU GROUPE 10

1.2.1 Organisation du Groupe 10
1.2.2 Histoire du Groupe 12
1.2.3 Faits marquants 14

1.3 STRATÉGIE ET OBJECTIFS DU GROUPE 16

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 16
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 16

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 21

1.4.1 Activités de production d'électricité 21
1.4.2 Activités de commercialisation en France 49
1.4.3 Activités d'optimisation en France 53
1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France 54
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 63
1.4.6 Les services énergétiques et autres activités 85

1.5 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT (R&D), BREVETS ET LICENCES 91

1.5.1 Les programmes de la R&D 91
1.5.2 Politique de propriété intellectuelle 93

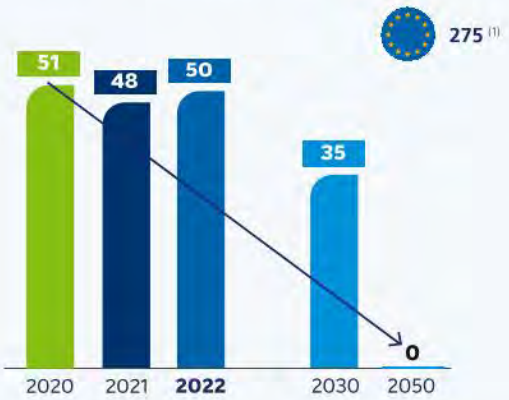
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

(En gCO_2/kWh)

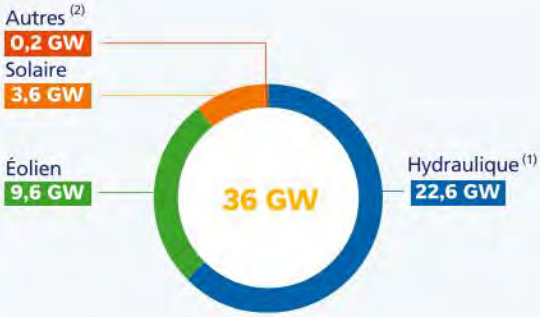
Environ 5 fois plus basse que la moyenne européenne.



(1) Moyenne 2021 de l'intensité carbone des producteurs d'électricité selon l'Agence Européenne de l'environnement (EEA).

EDF, leader européen du renouvelable

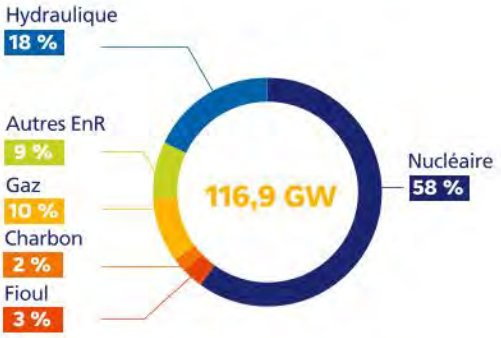
Capacités renouvelable nette installée par filière à fin 2022



(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.
(2) Biomasse, géothermie.

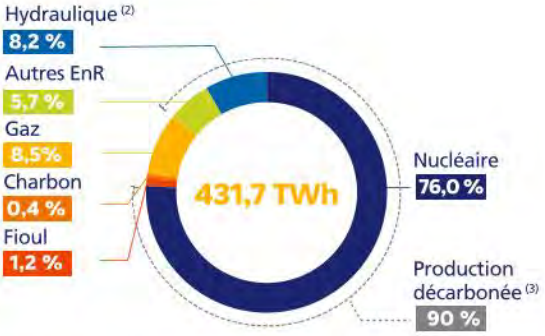
Chiffres clés 2022

Capacités installées (1)



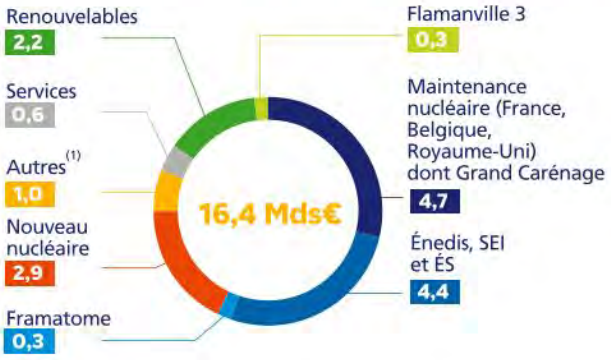
(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)



(1) Production des entités consolidées par intégration globale.
(2) Production hydraulique pompage et énergie marine compris.
(3) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

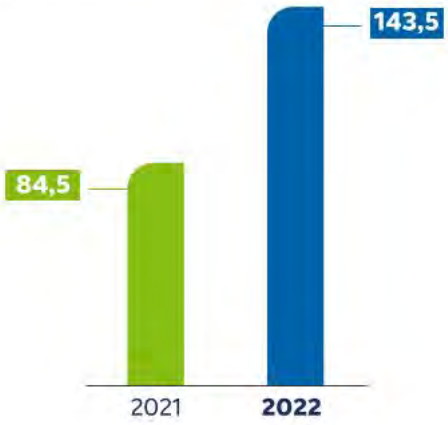
Investissements nets hors plan de cessions



(1) Dont maintenance thermique, gaz, immobilier, fonctions centrales.
NB : les valeurs sont arrondies.

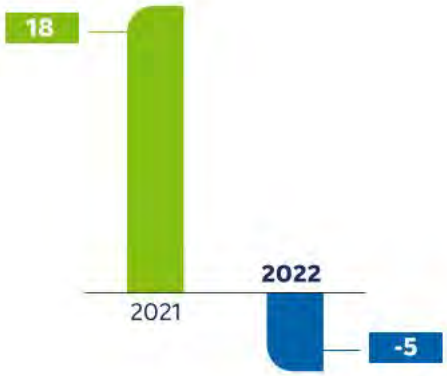
Chiffre d'affaires

En Mds€



EBITDA

En Mds€

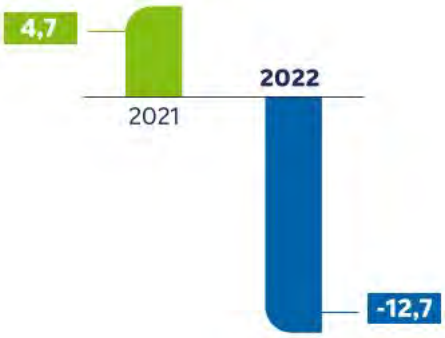


France-Activités de production & commercialisation : **-23,1**
France - Activités régulées[1] : **6,7**
Autres métiers : **7,1**
Autre international : **0,3**
Italie : **1,1**
Royaume-Uni : **1,3**
Framatome : **0,3**
Dalkia : **0,3**
EDF Renouvelables : **0,9**

(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

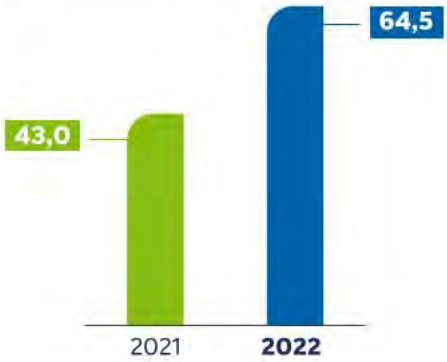
Résultat net courant

En Mds€



Endettement financier net

En Mds€



ATOUTS ET RESSOURCES

Une proximité Clients

- **33,9** millions de clients électricité
- **6,4** millions de clients gaz [1]
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **157,5** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation [2]

Une ambition humaine

- **171 490** collaborateurs [3]
- **79 %** des salariés ont bénéficié d'une action de développement des compétences dans l'année [3]

Un écosystème ambitieux d'innovation

- **2 208** collaborateurs R&D [4]
- Un budget R&D consolidé de **649 M€** en 2022
- **740** innovations brevetées à fin 2022 par la R&D (EDF & Enedis)

Des actifs industriels majeurs

- **116,9 GW** de capacités de production d'électricité [5]
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille d'environ **85 GW** bruts de projets éoliens et solaires [6]
- **1,4** million de km de réseau de distribution [7]
- **40,6** millions de compteurs intelligents installés [3]
- **+ de 330** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un engagement RSE fort

- Classement **A** CDP Climate Change,
- **n°4** SUSTAINALYTICS
- **22,3 Mds€** de financements *Green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.
(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.
(3) Périmètre Groupe.
(4) ETP (équivalent temps plein) au périmètre Groupe.
(5) Données consolidées au périmètre Groupe.
(6) Périmètre Groupe. Pipeline hors capacités en construction. À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille.
(7) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

MODÈLE D'ACTIVITÉ

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2
conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

CAP 2030

Trois axes stratégiques
pour décarboner nos sociétés en France, en Europe et dans le monde :

Créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone

>30 $MtCO_2$ d'émissions évitées [1]

10 Mds € CA services [2]

>1,5 contrat/client [3]

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2

↘ 50 % émissions directes CO_2 eq vs. 2017

60 GW nets ENR (y compris l'hydraulique)

Réussir le grand carénage

5 EPR en service [4]

Engager de nouveaux **EPR & 1 SMR**

Acteur international de la transition énergétique

Zéro charbon

Tripler l'activité vs. 2015 [5]

1,5 - 2 GW nets de capacités installées hydrauliques [5]

1 million kits off grid

Soutenus par une impulsion de transformation, d'innovation, d'ambition humaine ; des engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise et **la mise en œuvre de 5 plans** :

LEPLANSOLAIRE · LE PLAN stockage électrique · LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE · LE PLAN excell · LE PLAN HYDROGÈNE

(1) Calcul des émissions évitées par les produits/services de développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; produit photovoltaïque (à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles vendues par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison. Voir section 3.6 " Méthodologie ".
(2) Groupe. (3) Au périmètre des 4 pays prioritaires en Europe, dits " G4 " (France, Italie, Royaume-Uni, Belgique) et sur le marché résidentiel. (4) Flamanville 3, Hinkley Point C et Taishan.
(5) Hors G4 (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique).

La déclinaison des enjeux RSE en 16 engagements

- Trajectoire carbone ambitieuse
- Solutions de compensation carbone
- Adaptation au changement climatique
- Développement des usages de l'électricité et services énergétiques

- Biodiversité
- Gestion responsable du foncier
- Gestion intégrée et durable de l'eau
- Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

- Sûreté, santé et sécurité de tous
- Éthique, conformité et droits humains
- Égalité, diversité et inclusion
- Précarité énergétique et innovation sociale

- Dialogue et concertation avec les parties prenantes
- Développement territorial responsable
- Développement des filières industrielles
- Numérique responsable

CRÉATION DE VALEUR 2022

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition de contribuer à la **neutralité carbone** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **431,7 TWh** à **90%** décarbonée [1] avec émission de **50 gCO_2 /kWh** [2]
- EDF, acteur du partage de l'eau : intensité eau de **0,83 l/kWh** [3]
- Un engagement pour la **biodiversité** : un taux de réalisation des engagements dans le cadre du dispositif **Act4nature** international de **89 %**

Pour les clients

- Haut niveau de satisfaction Clients
- Près de **477 000** actions de conseil auprès des clients dans le cadre de l'Accompagnement Energie [4]

Pour les partenaires et territoires

- Les PME représentent **23 %** des achats d'EDF et d'Enedis
- **1** emploi direct d'EDF SA en génère **4,2** sur le territoire national
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation [5]

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **71 %** [6]
- **30,8 %** de femmes dans les CoDir [7]
- Un ratio d'équité – salaire moyen [8] de **6,3**

Chiffre d'affaires
143,5 Mds€

EBITDA
- 5 Mds€

Résultat net courant
- 12,7 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats [9]
9,4 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes [10]
3,2 Mds€

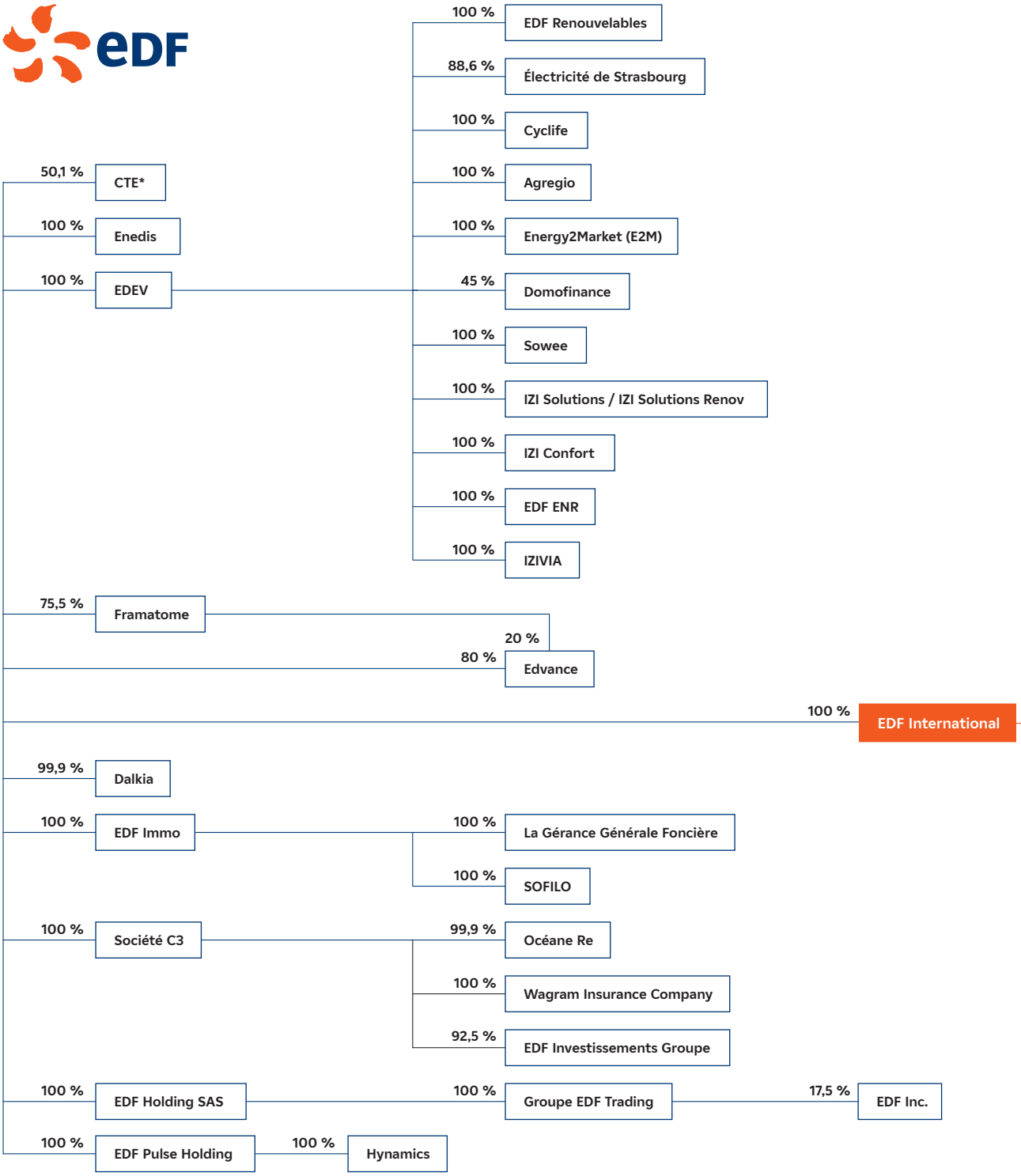
Collaborateurs
Rémunération [11]
15,2 Mds€

(1) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(2) Émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(3) Eau consommée / production électrique totale du parc. Périmètre Groupe.
(4) Périmètre EDF SA.
(5) Projets de plus de 50 M€ conformes aux principes de l'Équateur - Périmètre Groupe.
(6) Enquête interne MyEDF Group.
(7) Périmètre Groupe.
(8) Périmètre EDF SA – ratio établi conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.
(9) Autres consommations externes consolidées.
(10) Impôts et taxes consolidés, hors impôts sur les résultats.
(11) Charges de personnel consolidées.

1.2 Présentation du Groupe

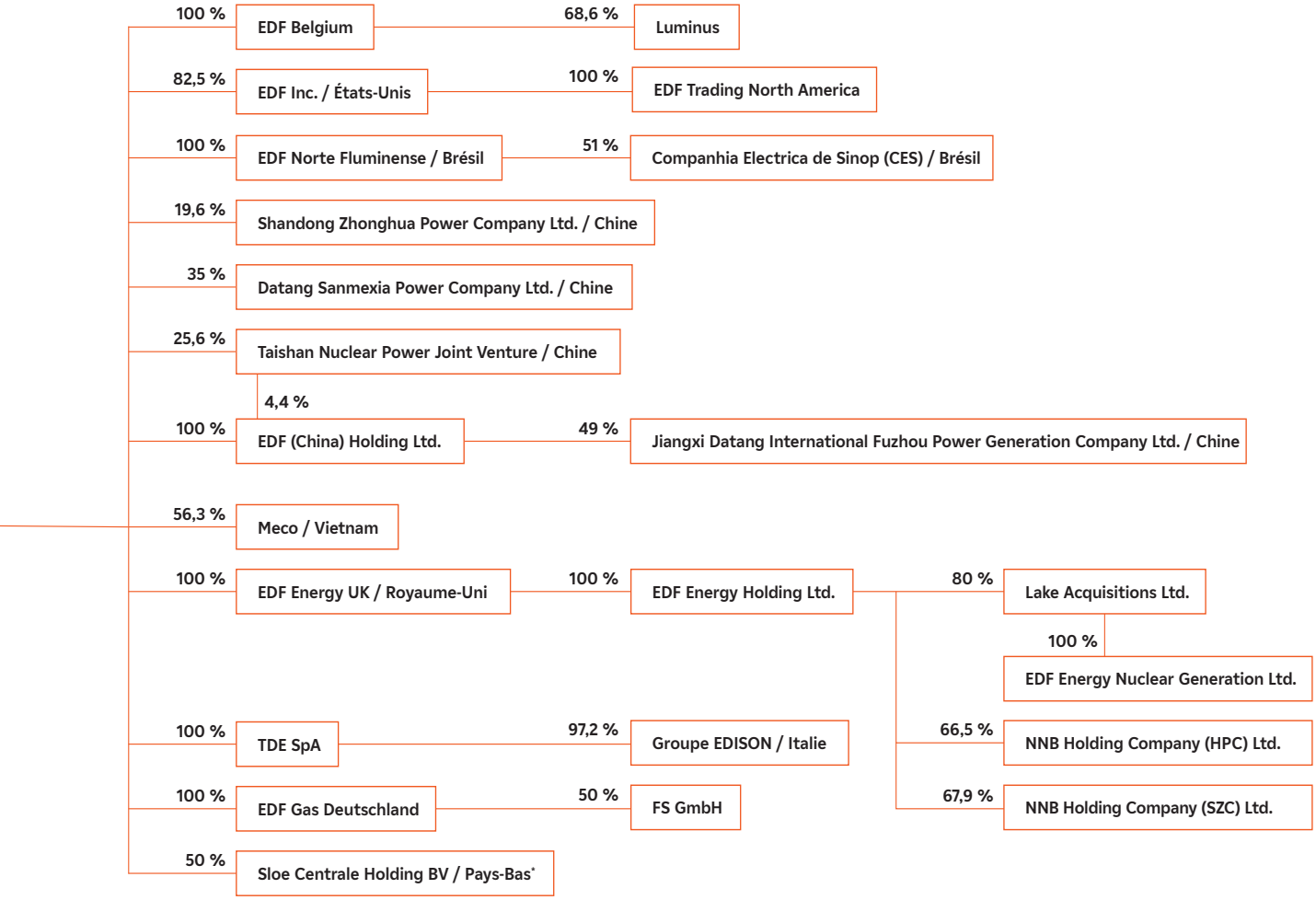
1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2022 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital. Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Les évolutions du périmètre 2022 sont commentées en note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.



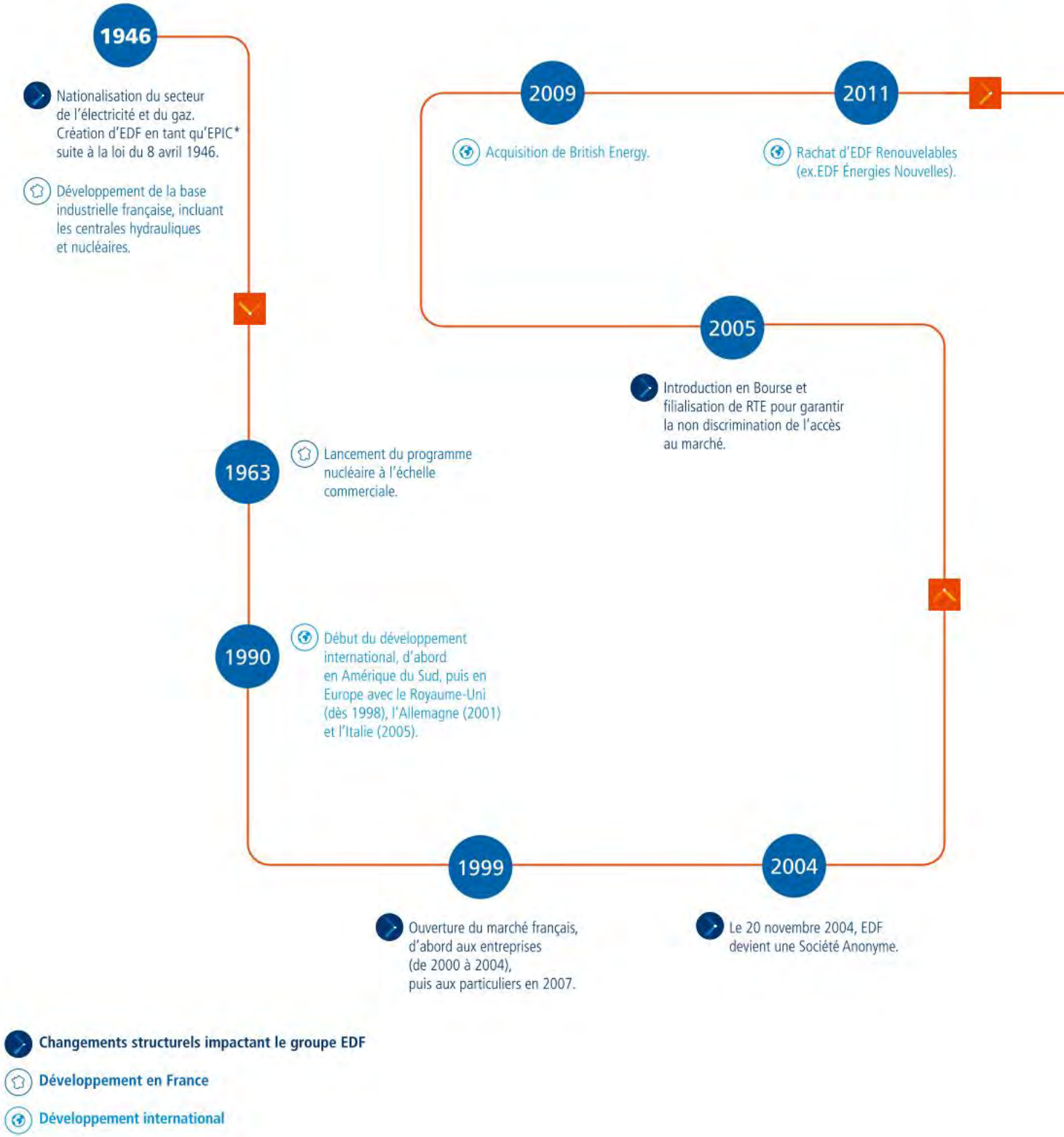
* Co-entreprise de Transport d'Électricité « CTE » (ex C25), société détenant les titres RTE.

EDF International



* Le Groupe a annoncé le 25 janvier 2023 la finalisation de la cession de sa participation dans la centrale de Sloe.

1.2.2 Histoire du Groupe



Changements structurels impactant le groupe EDF

Développement en France

Développement international

*EPIC : Etablissement public industriel et commercial

2012

- Prise de contrôle d'Edison.

2014

- Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.

2016

- Signature des contrats du projet de la construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

2017

- Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
- Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
- Lancement du Plan Solaire.

2018

- Mise en service du 1er EPR de Taishan.
- Montée en puissance dans l'*offshore*.

2019

- Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : Publication du projet (25/01/2019).
- Lancement d'«excell», le plan d'excellence de la filière nucléaire.
- Succès de la 1ere quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
- Mise en service de la tranche 2 de Taishan.
- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.

2020

- Adoption d'une raison d'être inscrite dans les statuts.
- Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.

2022

- Dépôt par l'État français d'une offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant les titres de capital d'EDF.
- Mise en service du premier parc éolien en mer de France de Saint Nazaire.
- Lancement du Plan Hydrogène.

1.2.3 Faits marquants

Recul significatif des résultats dans un contexte de déficit de production en France et de prix de marché élevés

Nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF le 23 novembre 2022

OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT SIMPLIFIÉE

- Voir dans la section 1.3.2 le paragraphe "Offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant les titres de capital d'EDF".
- Clôture le 3 février 2023 de l'offre d'achat par l'État [1] : 95,82 % des actions et 96,53 % de droit de vote, et 99,96 % des OCEANE détenus par l'État.
- Décision de la Cour d'appel attendue au 1er semestre 2023 sur le recours en annulation de la décision de conformité de l'AMF sur l'offre déposé le 2 décembre 2022 par des représentants d'actionnaires minoritaires.

NUCLÉAIRE

- 43 réacteurs opérationnels au 17 février 2023 sur 56 (versus 30 réacteurs au 1er novembre 2022).
- Corrosion sous contrainte : Voir en section 1.4.1.1.2.1 "Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires".
- Flamanville 3 : ajustement du calendrier avec un nouvel objectif de chargement du combustible nucléaire au 1er trimestre 2024 et du coût à terminaison estimé à 13,2 milliards d'euros [2].
- Hinkley Point C : revue du calendrier et des coûts, démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 prévu en juin 2027, coûts à terminaison du projet estimés entre 25 et 26 Mds$£_{2015}$[3]. Couvercle de la cuve du réacteur de l'unité 1 construit.
- Sizewell C : décision du gouvernement britannique de monter à 50 % du capital aux côtés d'EDF d'ici la FID [4] via un investissement de près de 700 M£. Projet éligible au modèle de financement de Base d'Actifs Régulés (BAR) [5].
- SMR NUWARD™ : design soumis à une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque et finlandaise à des fins d'harmonisation internationale des standards de sûreté.
- Lancement de la deuxième phase du programme « Grand Carénage » couvrant la période 2022-2028 pour un coût estimé à environ 33 milliards d'euros [6].
- Plan excell : pérennisation des actions engagées pour atteindre les meilleurs standards industriels.
- ARENH :
  - Décret relatif à l'allocation supplémentaire de 20 TWh de volumes ARENH pour 2022 publié le 12 mars 2022 [7].
  - Dépôt le 9 août d'un recours contentieux auprès du Conseil d'État et d'une demande indemnitaire auprès de l'État pour un montant estimé à cette date de 8,34 milliards d'euros.
  - Décision du Conseil d'État de rejeter le recours d'EDF relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH [8].
- Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power [9], hors continent américain.
- Inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne :
  - Reconnaissance du rôle du nucléaire qui rejoint l'avis du GIEC, de l'AIE et de nombreux pays.
  - Nouveau *Green Financing Framework* [10] intégrant les projets nucléaires en cohérence avec la taxonomie.

RENOUVELABLES

- Croissance de 12 % du portefeuille de projets éoliens et solaires à 85 GW bruts, dont l'appel d'offres éolien *offshore* dans la baie de New York développé en partenariat (1,5 GW), 3 projets solaires + stockages remportés à New York (1 GW), PPA signé sur un projet solaire au Rajasthan (450 MW).
- Niveau élevé de capacités en construction à 7,1 GW bruts.
- + 16 % de capacités mises en service, soit 3,6 GW bruts dont le parc éolien *offshore* de Saint-Nazaire (480 MW) et premiers MWh produits par la plus grande centrale solaire au monde, Al Dhafrah aux Émirats Arabes Unis (2 GW), 4 centrales solaires en Israël (54 MW) dont 2 flottantes.

+ 10 % de capacités nettes installées à 13,2 GW.

- Signature des accords de partenariat pour le développement et la construction de la centrale hydraulique de Mpatamanga au Malawi (350 MW).
- Lancement d'un nouveau plan industriel dédié à l'hydrogène 100 % bas carbone pour devenir un des leaders européens de la production d'hydrogène bas carbone et développer 3 GW bruts de projets d'hydrogène électrolytique dans le monde d'ici 2030.
- Décision favorable de l'Union européenne au titre de l'IPCEI [11] pour le projet de gigafactory à Belfort de McPhy (1 GW/an) pour des aides de l'État français.

(1) Le 4 octobre 2022, l'État français a déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le projet d'Offre publique d'achat simplifiée sur les actions EDF à 12 euros et les obligations convertibles à 15,52 euros qu'il ne détenait pas. Elle a été clôturée le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État décrits dans le communiqué de presse du 25 janvier 2023, dont l'engagement de ne pas mettre en œuvre le retrait obligatoire avant l'arrêt de la Cour d'appel.

(2) Coût et calendrier précédents : 12,7 milliards d'euros$_{2015}$ et 2e trimestre 2023. Coût en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(3) *Versus* un démarrage en juin 2026 et une estimation des coûts entre 22 et 23 Mds$£_{2015}$ annoncé le 27 janvier 2021. Voir le communiqué de presse du 19 mai 2022.

(4) La décision finale d'investissement (*Final Investment Decision*) d'EDF est soumise à certaines conditions, en particulier la capacité à réunir le financement nécessaire et à déconsolider le projet avec une participation inférieure à 20 %.

(5) Loi NEFA 2022 (*Nuclear Energy Financing Act 2022*), entrée en vigueur fin mai 2022.

(6) En euros courants. Une partie recouvre la fin de la première période 2014-2025.

(7) Voir le communiqué de presse du 14 mars 2022.

(8) Voir le communiqué de presse du 5 février 2023.

(9) Voir le communiqué de presse du 10 février 2022.

(10) En ligne avec les *Green Bond Principles* publiés par l'ICMA *(International Capital Markets Association)*, avec les *Green Bond Standards* de l'Union européenne.

(11) *Important Project of Common European Interest*.

CLIENTS ET SERVICES

- Croissance de 3 % du portefeuille clients [1].
- Hausse de 67 % des clients électricité résidentiels en offres de marché en France, à 2,4 millions.
- 52,7 % de part de marché d'affaires et 70,8 % de part de marché résidentiel en France [2].
- Mobilité électrique en forte progression avec + 45 % de points de charge installés et gérés, soit plus de 280 000 à fin 2022.
- + 15 % du tarif réglementé de vente d'électricité en 2023. Manque à gagner reconnu comme charge de service public et compensé par le mécanisme de la CSPE.
- Nombreux succès sur le segment professionnel : électricité (Toyota, ministère des Armées, Paprec…) et gaz (Tereos, Constellium).
- Dalkia : signature d'accords avec Arkema pour un projet de valorisation de CSR [3] permettant d'éviter l'émission de 10 000 t de CO_2 par an.

ENEDIS

- + 18 % d'installations renouvelables raccordées en 2022, correspondant à 3,8 GW additionnels.
- Signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros auprès de la BEI au service de la transition énergétique

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX ET DE GOUVERNANCE

- Émissions évitées aval : nouvel objectif à 30 Mt de CO_2 en 2030 [4]. 11,4 Mt de CO_2 à fin 2022.
- Résolution climat du plan de transition climatique adoptée en Assemblée générale à 99,87 % en mai 2022.
- 30,8 % de femmes dans les comités de direction des entités du Groupe, en ligne avec l'objectif de 33 % en 2026 et 36 à 40 % en 2030 [5].
- Émission d'un *green bond* de 1,25 milliard d'euros dont les fonds sont affectés au financement des investissements dans la distribution d'électricité pour atteindre environ 10 milliards d'euros de *Green Bonds* émis.

PASSAGE DE L'HIVER ET PLAN DE SOBRIÉTÉ

- Actions menées par Enedis, et les équipes de production de l'hydraulique et du nucléaire pour maximiser la puissance disponible.
- Actions de sensibilisation à la sobriété auprès des clients (effacement, offres Tempo, outils de suivi de consommation), ayant contribué à la baisse de 10 % de la consommation d'électricité en novembre et décembre 2022 en France.
- > 10 % de baisse de consommation d'énergie dans les sites tertiaires du Groupe au Q4 2022 [6].

INNOVATIONS AU SERVICE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE

- EDF Pulse : participation à la levée de fonds de la start-up anglaise Carbon8 (séquestration et valorisation du carbone à partir de résidus industriels).
- Mobilité :
  - Partenariat entre IZIVIA et Q-Park pour installer 4 000 bornes de recharges publiques en France dans les 3 ans à venir.
  - Signature d'un partenariat par Luminus pour la fourniture de solutions de recharge pour les clients professionnels et résidentiels d'Arval (3 ans renouvelable) en Belgique.
  - Lancement d'une offre combinant les panneaux solaires et une prestation de bornes de recharge pour les clients professionnels en France.
  - Solution innovante de Sowee et Mobilize [7] pour les clients de véhicules électriques Renault : baisse des coûts grâce à la recharge intelligente à domicile.
  - IZI by EDF retenu par Nissan pour la fourniture et l'installation de solutions de recharge de véhicules électriques pour ses clients résidentiels.

AUGMENTATION DE CAPITAL

Augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant de plus de 3,15 milliards d'euros.

ANNONCES DU PRÉSIDENT DE LA RÉPUBLIQUE LE 10 FÉVRIER 2022 À BELFORT

- Soutien à la filière nucléaire française :
  - Lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels.
  - Poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté.
  - Développement des SMR, notamment 500 millions d'euros pour NUWARD™.
- Accélération du développement des énergies renouvelables.
- Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie.

GUERRE EN UKRAINE

- Augmentation des prix et de la volatilité : tensions extrêmes sur le marché de l'électricité dans un contexte de baisse de la production nucléaire en 2022 qui nécessite des achats importants sur le marché.
- Tensions sur les chaînes d'approvisionnement et inflation des prix de composants et des matières premières qui engendrent des retards sur certaines activités et grands projets.
- Impact limité sur les approvisionnements : un unique contrat gaz d'Edison avec une filiale européenne d'une entreprise russe (représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et terminé fin 2022) et faible dépendance aux importations d'uranium en provenance de Russie, compte tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long terme (20 ans).
- Sanctions internationales : pas d'exposition avec des entreprises, banques et personnes russes impactées par les sanctions internationales à ce jour. Fermeture du bureau de Moscou.

(1) Millions de clients décomptés par point de livraison. Un client peut avoir deux points de livraison. Pour la France (DCO, ÉS et SEI). Avec un impact négatif en EBITDA en 2022 compte tenu d'achat de volumes sur le marché à prix très élevés, pour couvrir les besoins d'un nombre plus important de nouveaux clients au TRV.
(2) Sur les volumes vendus à livrer en 2023.
(3) CSR : combustible solide de récupération non recyclable localement.
(4) Calcul des émissions évitées annuellement grâce à la vente de nouveaux produits et services innovants pour le périmètre du G4. L'objectif initial à 15 Mt de CO_2 était au périmètre EDF et Dalkia.
(5) Ces objectifs pour le Groupe aux horizons 2026 et 2030 s'appliquent également aux salariés et cadres.
(6) Pourcentage corrigé des effets climatiques et vs Q4 2021.
(7) Application de Renault.

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

L'efficacité énergétique et l'électricité décarbonée sont au cœur de la transition énergétique

La lutte contre le changement climatique est un enjeu majeur pour la planète. Dès l'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP21) en 2015, la mobilisation contre le changement climatique s'est confirmée tout comme l'importance croissante des transitions énergétiques au-delà de l'Europe.

En Europe, le Paquet Énergie Propre finalisé en 2019, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposé par la Commission européenne en 2021 donnent le cadre des mesures pouvant permettre à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les programmes de relance qui font suite à la crise sanitaire Covid renforcent encore la priorité donnée au climat. De même, le programme « REPowerEU » annoncé en 2022 pour répondre aux perturbations du marché mondial de l'énergie provoquées par la guerre en Ukraine ajoute l'enjeu de la résilience du système énergétique.

Le *Green Deal* au niveau européen et les programmes nationaux associés se concentrent en priorité sur la diminution des émissions de CO_2, de la façon la plus compétitive possible, en s'appuyant sur une vision industrielle ancrée dans les territoires.

Le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi depuis 2008 un *Climate Change Act*. Il a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor*, *Contracts for Difference*, marché de capacité, réflexions sur un modèle de base d'actifs régulés pour les nouveaux moyens de production nucléaire).

En France, l'électricité représente un peu plus de 12 % des émissions de CO_2 [(1)] (41 % [(1)] au niveau international). La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est désormais « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ».

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), qui décline les orientations de la politique énergétique française, offre une visibilité à dix ans, indispensable pour les grands acteurs industriels.

Pour atteindre ces objectifs, les deux leviers majeurs à activer sont :

- la baisse de la consommation d'énergie, en développant des solutions d'efficacité énergétique et des incitations à la sobriété ;
- le basculement des usages fossiles vers les énergies décarbonées, avec l'électricité décarbonée en premier lieu et l'usage de la chaleur renouvelable notamment.

La transition vers une économie sans carbone doit également préserver le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la souveraineté énergétique.

Tant à l'aval qu'à l'amont, l'innovation sera une composante essentielle de la réussite de ces objectifs.

1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020. Elle est le fruit de la contribution des salariés lors des dialogues « Parlons Énergies ». La stratégie CAP 2030 décline la raison d'être d'EDF.

Le groupe EDF produit l'une des électricités les moins carbonées au monde. Il a pris, en 2020, de nouveaux engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030. Ils ont été validés par l'organisation *Science Based Targets Initiatives* comme allant au-delà de l'ambition 2 °C de l'Accord de Paris.

Pour la première fois, le groupe EDF s'est fixé des objectifs couvrant non seulement ses émissions directes mais également ses émissions indirectes. L'objectif est de s'inscrire dans une trajectoire de contribution à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050, sur l'ensemble de son empreinte carbone. En 2030, le groupe EDF vise ainsi une diminution des émissions directes (scope 1) de 50 % par rapport au niveau des émissions de 2017 et une réduction des émissions indirectes du scope 3 de 28 % par rapport à 2019 [(2)].

Pour EDF, lutter contre le dérèglement climatique repose sur la décarbonation de l'énergie, l'efficacité énergétique et la sobriété, au service de la décarbonation des usages de ses clients.

(1) Source : Ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(2) Voir également la section 3.1 « Neutralité carbone et climat ».

Une stratégie Groupe articulée autour de trois axes stratégiques déclinés dans Cap 2030 :

(1) *Calcul des émissions évitées par les produits/services de développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; produit photovoltaïque (à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles vendues par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison. Voir section 3.6 " Méthodologie ".*
(2) *Groupe.*
(3) *Au périmètre des 4 pays prioritaires en Europe, dits " G4 " (France, Italie, Royaume-Uni, Belgique) et sur le marché résidentiel.*
(4) *Flamanville 3, Hinkley Point C et Taishan.*
(5) *Hors G4 (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique).*

Créateur de services et de solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone

Les particuliers, les entreprises, les villes souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer… Chacun veut devenir acteur de la transition énergétique. Cet élan, somme d'initiatives individuelles et de décisions publiques, se développe progressivement partout. L'ambition d'EDF est d'accompagner les clients et les territoires vers leur propre neutralité CO_2 avec des solutions décarbonées et d'efficacité énergétique accessibles et innovantes.

En complément, EDF incite ses clients à consommer de manière plus sobre en :

- partageant des conseils sur les gestes vertueux au quotidien (« les écogestes »), comme par exemple baisser le chauffage à 19 °C ;
- invitant les clients qui le peuvent à déplacer des consommations sur des heures moins tendues du système électrique ;
- mettant à leur disposition des outils pour comprendre leurs consommations (appli « EDF & Moi »).

Ces messages ont été repris dans une large campagne de publicité d'EDF « je baisse, j'éteins, je décale » lancée en octobre 2022.

Par ailleurs, EDF développe la valeur de son portefeuille clients dans les pays prioritaires européens (France, Royaume-Uni, Belgique et Italie). Il s'appuie sur une relation client de référence et une large gamme d'offres et de solutions, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires. En s'appuyant sur la confiance de ses clients, EDF développe une gamme de services personnalisés pour son portefeuille de clientèle et souhaite porter à plus de 1,5 le nombre de contrats par client particulier en 2030 [(1)].

Les offres d'énergies vertes, d'autoconsommation, les services d'efficacité énergétique, les services de proximité, les contrats de performance énergétique, de génie électrique ou climatique, la récupération de chaleur fatale, la biomasse répondent aux nouveaux besoins de ses clients. En 2030, le groupe EDF vise 10 milliards d'euros de chiffre d'affaires dans les services [(2)].

EDF renforce ses positions dans le secteur de la mobilité électrique (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), dans la rénovation des bâtiments comme par exemple dans la décarbonation du chauffage *via* les pompes à chaleur, dans les activités de réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France et également dans la valorisation de la flexibilité électrique et de l'agrégation (Europe).

Ses clients sont de plus en plus sensibles à leur empreinte environnementale. EDF y répond via des solutions accessibles et innovantes permettant de consommer moins et mieux :

- **En réduisant leur empreinte carbone grâce à l'électrification des usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2** :
  - *dans les transports* [(3)] :

    Pour accompagner le déploiement massif de l'électrification des mobilités, EDF s'engage concrètement en investissant dans l'accompagnement des clients (particuliers, entreprises et collectivités) dans la valorisation des capacités de stockage des véhicules électriques ainsi que dans la production et la commercialisation d'hydrogène électrolytique,
  - *dans le bâtiment* :

    Le Groupe est très investi aux côtés des professionnels du secteur, des bailleurs, des collectivités. L'objectif est de les aider à gagner en efficacité énergétique et à évoluer vers la décarbonation de leurs usages. Il propose une gamme de services allant du suivi et du pilotage des consommations au soutien direct aux opérations de décarbonation et d'efficacité énergétique [(4)] notamment au moment des rénovations. EDF accompagne également directement les ménages [(5)] avec IZI by EDF et IZI confort. Enfin, *via* sa filiale Dalkia, le Groupe est actif dans le développement des réseaux de chaleur et leur décarbonation (par des sources renouvelables et par la récupération d'énergie) et dans le développement des Contrats de Performance Énergétique (CPE) pour les bâtiments publics, les entreprises ou les grands ensembles de logements,
  - *dans l'industrie* :

    EDF développe des solutions d'électrification des processus, de récupération de chaleur fatale et de production d'hydrogène électrolytique décarbonée. Il met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leur outil de production (fours et chaudières électriques…). Il propose également *(via* sa filiale Agregio) des flexibilités ou des offres d'approvisionnement vert.
- **en s'appuyant sur le développement des infrastructures, sur les données et la création de solutions décarbonées** ;
- **en aidant ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie** (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations).

Ces solutions visent à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission de plus 30 millions de tonnes de CO_2 d'ici 2030 [(6)].

(1) Périmètre des 4 commercialisateurs Royaume-Uni, Belgique, Italie, France.
(2) Périmètre Groupe.
(3) À l'origine de 24 % des émissions liées à la consommation d'énergie dans le monde – Source : ministère de la Transition écologique, Chiffres clés du climat, édition 2022, page 38.
(4) Notamment *via* les Contrats de Performance Énergétique (CPE) et les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) en France.
(5) Ceux-ci peuvent choisir une pompe à chaleur en remplacement de leur chaudière fortement émettrice de CO_2, qu'elle soit au fioul ou au gaz.
(6) Calcul des émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF, Dalkia, Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. Cet indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, se reporter à la section 3.6 « Méthodologie ».

Par ailleurs, EDF continue à innover en développant de nouveaux modèles d'activité pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et donner corps aux engagements du Groupe vers la neutralité carbone. Tant à l'aval qu'à l'amont, l'innovation est une composante essentielle du chemin à parcourir, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage, en passant par les véhicules électriques, l'hydrogène ou les développements digitaux.

En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation développé avec ses partenaires, le groupe EDF choisit parmi ces innovations celles permettant d'accélérer la transition énergétique, en accompagnant autant que possible le tissu industriel français.

Enfin, la transition énergétique ne se fera que si elle est juste, solidaire et rentable. Le groupe EDF accompagne ses clients pour les aider à mieux consommer. EDF accorde une attention particulière aux clients les plus fragiles et met en œuvre des actions pour combattre la précarité énergétique (voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »).

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO_2

Parce qu'en France, l'électricité produite par EDF est décarbonée à 96 % grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables, EDF joue un rôle moteur dans l'atteinte d'un objectif de neutralité CO_2 à horizon 2050. Son action vise à accélérer le développement des énergies renouvelables en complément de son parc nucléaire dont elle garantit la sûreté, la performance et la compétitivité.

Il n'y aura pas de solution unique pour garantir une électricité décarbonée, mais un ensemble de technologies : nucléaire, hydraulique, solaire, éolien terrestre et maritime, chaleur renouvelable, réseaux, stockages et moyens de production thermique décarbonés, outils de gestion des flexibilités des usages et des productions…

La stratégie d'EDF est en ligne avec les annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort. Il a confirmé le rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition de la France de baisser de 55 % les émissions de gaz à effet de serre françaises d'ici 2030 par rapport à 1990, et d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Le Président de la République a annoncé en conséquence :

- Une stratégie forte de relance de l'énergie nucléaire en France avec notamment :
  - le lancement d'un programme de construction par EDF de 6 nouveaux réacteurs de technologie EPR2 et des études de faisabilité pour 8 EPR2 additionnels, qui mobiliseront notamment des financements massifs de plusieurs dizaines de milliards d'euros, même si les modalités précises de ces financements restent à définir ;
  - la poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs français existants, sauf si des raisons de sûreté devaient s'y opposer (cette poursuite de l'exploitation se faisant donc sans rien céder sur les obligations en matière de sûreté nucléaire), et en particulier la nécessité pour EDF d'étudier les conditions de l'exploitation au-delà de 50 ans, en lien avec l'ASN ;
  - le développement des petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR) ainsi que des réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets, avec une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™ actuellement porté par EDF.
- Une accélération du développement des énergies renouvelables (solaire, éolien en mer et terrestre et hydraulique).

- **L'ambition d'une production très bas carbone pour le groupe EDF se décline tout d'abord par l'accélération du développement rentable des énergies renouvelables en France et à l'international.**

  Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer…). Elles représentent déjà plus du quart de la capacité totale du Groupe [1]. Le groupe EDF est aujourd'hui leader européen des énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne avec 22,6 GW nets installés [2]. Concernant les autres énergies renouvelables électriques, principalement l'éolien et le solaire, le groupe EDF est également l'un des leaders mondiaux avec 13,2 GW nets installés. L'ambition d'EDF est d'accroître rapidement ses capacités installées dans ces filières avec l'objectif d'atteindre une capacité installée d'énergies renouvelables (dont hydraulique) de 60 GW nets en 2030. Ceci équivaut à plus que doubler la capacité installée en 2015.

  Le groupe EDF cherche à diversifier les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et leur répartition géographique. EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

  EDF est aujourd'hui l'un des *leaders* européens de l'agrégation des capacités renouvelables et des flexibilités. Il s'est fixé comme objectif le triplement des moyens de stockage du Groupe à l'horizon 2035, dans le cadre de son Plan stockage.

- **Cette ambition de production très bas carbone se base également sur la performance de la filière nucléaire**, en garantissant maîtrise industrielle, sûreté, compétitivité, protection de l'environnement, optimisation de l'exploitation des parcs nucléaires en France et au Royaume-Uni, fin des chantiers en cours (Flamanville 3, HPC) et mise en œuvre d'une stratégie innovante sur le cycle combustible.

  EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « Grand Carénage » du parc existant en France est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement.

  Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [3], qui produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, est un atout essentiel pour disposer d'un mix électrique décarboné à l'horizon 2050.

  À ce titre, EDF construit les réacteurs d'Hinkley Point C au Royaume-Uni et de Flamanville en France. Deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine. En Finlande, le réacteur EPR Olkiluoto 3 construit par le consortium AREVA-Siemens a atteint sa pleine puissance le 30 septembre 2022, avant sa mise en service commerciale prévue début 2023.

  En 2030, le Groupe souhaite s'engager sur de nouveaux programmes EPR en France, en Grande-Bretagne et à l'international ainsi que dans le développement d'un démonstrateur du premier *Small Modular Reactor* (SMR) en France.

  En France, après les annonces du Président de la République en février 2022 à Belfort, sur le lancement du programme de construction de 6 réacteurs nucléaire en France, EDF aux côtés de la filière nucléaire se prépare à la réalisation de ce programme ambitieux et indispensable. La phase de concertation et de dialogue avec les parties prenantes se déroule dans la cadre du débat public (du 27 octobre 2022 au 27 février 2023 pour la première paire de réacteurs EPR2 sur le site nucléaire normand de Penly).

  EDF a conclu un accord avec le gouvernement britannique [4] pour poursuivre le développement du projet de centrale nucléaire Sizewell C. Le gouvernement britannique a annoncé un investissement d'environ 700 millions de livres sterling et deviendra actionnaire à hauteur de 50 % aux côtés d'EDF. La décision finale d'investissement d'EDF reste soumise à la réalisation de certaines étapes clés, en particulier la capacité à réunir le financement nécessaire à la réalisation du projet ainsi que la déconsolidation du projet du bilan du Groupe.

  EDF se prépare également aux reconversions liées aux arrêts d'exploitation. Il ambitionne d'être le *leader* en Europe de l'activité de déconstruction d'actifs de production et développe l'économie circulaire.

- **Accompagner la transition énergétique en réduisant l'empreinte carbone passe par un développement ciblé des projets de production d'électricité à partir de gaz pour répondre aux besoins de flexibilité et de transition énergétique.**

(1) 31,8 GW à fin 2022 sur un total de 116,9 GW en données consolidées.
(2) Y compris énergie marine.
(3) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 6 gCO_2/kWh (source Ademe).
(4) Voir le communiqué de presse du 29 novembre 2022 « EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C ».

Acteur international de la transition énergétique

Face aux enjeux démographiques, d'urbanisation et de pollution atmosphérique, de nombreux pays sont en quête de solutions pour inverser la tendance.

- **Présent sur 4 continents, EDF accompagne ce mouvement de transition énergétique en exportant son savoir-faire dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.**

  À l'international, véritable terrain d'innovation, EDF veut tripler la création de valeur de ses activités (*vs* 2015), en développant de manière ciblée les actifs de production d'énergies renouvelables (dont 1,5 à 2 GW nets d'hydraulique [1]), nucléaire et services contribuant à la transition énergétique des pays.

  Sur les nouvelles activités EDF vise un portefeuille de 1 million de kits *off-grid* en 2030. Il poursuit le développement de nouveaux marchés tels que les *micro-grids*, *smart grids*, stockage, hydrogène, mobilité,… Il renforce ses positions dans les activités de services d'efficacité énergétique, de réseaux et les prestations d'ingénierie.

  Sur le plan géographique, EDF veut conforter son ancrage en Europe, en particulier sur les pays cœur (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique) et consolider ses positions en Amérique du Nord. EDF veut être un acteur de référence dans un nombre limité de pays prioritaires en Amérique du Sud, Asie, Afrique et Moyen-Orient, via une présence multimétiers significative pour accompagner de manière coordonnée la transition énergétique de ces pays cibles.

- **EDF s'est engagé à mettre fin aux activités de production d'électricité à base de charbon du Groupe d'ici 2030.**

  En France, le gouvernement a engagé, conformément à la SNBC [2], l'arrêt de l'activité de production d'électricité à base de charbon à moyen terme [3]. EDF mène en complément une politique d'innovation soutenue. Il investit dans les bioénergies et les technologies innovantes de captation carbone et s'est engagé dans la voie du thermique décarboné.

- **Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique**

  En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2021) [4].

  Sur l'ensemble des pays où il intervient, le groupe EDF met en œuvre une stratégie d'adaptation de ses activités aux impacts du changement climatique. Il travaille à rendre ses installations existantes résilientes à l'augmentation des événements climatiques extrêmes, comme les canicules, sécheresses, tempêtes et inondations. D'autre part, le groupe EDF intègre l'évolution du climat sur le long terme (comme la température moyenne et le niveau des mers) dans la conception de ses nouvelles installations, en particulier celles ayant des durées de vie supérieures à 40 ans, comme les ouvrages hydrauliques et nucléaires. Voir la section 3.1.2 « Adaptation au changement climatique ».

Conditions d'exécution de la stratégie du Groupe

La poursuite d'un programme d'investissements très significatif sur la période à venir impose notamment au Groupe le rétablissement de sa structure financière.

L'ampleur et la diversité des risques industriels, régulatoires, de marché ou concernant la capacité du Groupe à réunir les compétences nécessaires, auxquels le Groupe doit faire face dans le contexte actuel pourraient avoir des conséquences de toute nature. De nouveaux risques pourraient émerger, ou des risques existants s'aggraver, susceptibles de peser significativement sur la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs financiers 2023 [5] et ses objectifs stratégiques à long terme.

Dans le contexte de la crise des prix de l'énergie, des mesures d'urgence ont été prises en 2022 (règlement européen relatif aux rentes infra-marginales, élargissement des possibilités d'aides d'État, propositions de plafonnement du prix du gaz). Par ailleurs, une réflexion sur le cadre réglementaire européen concernant les règles de marché a été lancée fin janvier 2023 via une consultation de la Commission européenne. L'enjeu stratégique pour le groupe EDF sera d'obtenir une évolution des règles de marché favorable aux investissements dans toutes les technologies de décarbonation, pour la production et pour les usages de l'énergie.

Dans ce contexte et en lien avec toutes les parties prenantes de l'entreprise, EDF présentera une nouvelle feuille de route stratégique, opérationnelle et financière dans le courant de l'année 2023.

Offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant les titres de capital d'EDF

L'État français, actionnaire majoritaire d'EDF, a annoncé par communiqué de presse daté du 19 juillet 2022, son intention de lancer une OPAS sur les titres de capital d'EDF dans l'objectif de retirer la Société de la cote. Selon le projet de note d'information de l'État [6], ce projet s'inscrit dans un contexte d'urgence climatique, alors que la situation géopolitique impose des décisions fortes pour assurer l'indépendance et la souveraineté énergétique de la France, dont celle de pouvoir planifier sur le très long terme les moyens de production, de transport et de distribution d'électricité.

L'État français a déposé le 4 octobre 2022, auprès de l'Autorité des marchés financiers son projet d'OPAS visant les actions EDF et les obligations convertibles « OCEANEs » [7]. L'Autorité des marchés financiers (AMF) a rendu le 22 novembre 2022 une décision de conformité sur l'offre qui a été ouverte le 24 novembre 2022. Divers fonds et associations [8] ont engagé des recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'OPAS (voir la section 7.1.5. « Litiges »).

Le 25 janvier 2023, l'AMF a annoncé la clôture de l'offre le 3 février 2023 [9]. Cette décision fait suite au désistement des fonds et associations de leur procédure de sursis à exécution de l'offre. Ce désistement est consécutif aux engagements pris par l'État, notamment celui de ne pas procéder au retrait obligatoire des titres avant la décision de la cour d'appel sur le recours au fond.

En cas d'arrêt de la cour d'appel confirmant la décision de conformité de l'AMF, l'offre sera rouverte pour une période de 10 jours de négociation au terme de laquelle l'État procèdera au retrait obligatoire. En effet, l'État a annoncé avoir atteint 90 % des droits de vote et du capital d'EDF (post-conversion des OCEANEs qu'il détient) [10], seuils requis pour permettre un retrait obligatoire des titres.

En cas d'arrêt de la cour d'appel annulant ou réformant la décision de conformité de l'AMF, l'État s'est engagé à restituer les titres acquis aux anciens actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui en feraient la demande. Dans l'hypothèse où l'État déciderait de déposer un projet modifié d'OPAS à un prix plus favorable, l'État s'est engagé à verser un complément de prix aux actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui n'auraient pas demandé la restitution de leurs titres mais qui feraient la demande de versement du complément de prix.

(1) Hors pays prioritaires en Europe : France, Italie, Royaume-Uni et Belgique.
(2) Introduite par la loi de transition énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas carbone, circulaire et durable. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français. Les décideurs publics, à l'échelle nationale comme territoriale, doivent la prendre en compte.
(3) Le dernier bilan prévisionnel de RTE montre toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026, pour des raisons de sécurisation de l'équilibre offre/demande.
(4) Se reporter à la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2021 figurant à la section 6.1 et voir également la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie ».
(5) Décrits en section 5.1.5 « Perspectives ».
(6) Projet de note d'information établi par l'État français du 4 octobre 2022.
(7) Obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF.
(8) Recours formé par le FCPE Actions EDF, Énergie en actions et l'Association pour la défense des actionnaires minoritaires.
(9) Voir le communiqué de presse d'EDF du 26 janvier 2023 « Point sur le calendrier de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF ».
(10) Communiqué de presse du ministère de l'Économie, des Finances et de la souveraineté industrielle et numérique et de l'Agence des participations de l'État du 8 février 2023 « Succès de l'offre publique d'achats simplifiée de l'État sur EDF ».

1.3.2.1 Des priorités stratégiques soutenues par 5 plans

Les orientations du Groupe sont soutenues par les 5 plans suivants et un programme de travail stratégique [1] en cohérence avec la raison d'être d'EDF et son modèle d'affaires :

LEPLANSOLAIRE	**Avec le plan solaire** lancé en 2017, le groupe EDF souhaite devenir le leader du solaire photovoltaïque en France avec 30 % des nouvelles capacités construites [2] entre 2020 et 2035.
LE PLAN stockage électrique	Avec **le plan stockage** lancé en 2018, le groupe EDF prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035, pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW. D'ici 2030, le groupe EDF a l'ambition de développer un portefeuille de 1 million de kits *off-grid*. Le stockage est clé pour stabiliser la fréquence sur le réseau, favoriser l'insertion des énergies renouvelables et piloter des microréseaux dans les zones non interconnectées. Il sera développé au travers de stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique, ainsi que par des batteries.
LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE	Avec **le plan mobilité électrique** lancé en octobre 2018, le groupe EDF vise une position de leader dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur ses quatre plus grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). D'ici 2023, le groupe EDF prévoit de déployer 400 000 points de charge et d'exploiter 20 000 points de *smart charging*. À fin 2022, plus de 280 000 points de charge ont été déployés. Enfin, pour sa propre flotte de véhicules légers, EDF déploie le programme EV100 [3] et convertit progressivement ses véhicules thermiques en véhicules électriques avec un objectif de 100 % en 2030.
LE PLAN excell Excellence nucléaire	Avec **le plan excell**, lancé au printemps 2020, EDF met en œuvre les conditions nécessaires pour permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence afin d'être au rendez-vous des projets nucléaires. Il s'agit d'un enjeu majeur car le nucléaire, énergie bas carbone, doit continuer de jouer pleinement son rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique. En 2022, 27 des 30 engagements du plan excell ont atteint voire dépassé la cible fixée grâce à l'engagement des équipes d'EDF et de l'ensemble des entreprises de la filière nucléaire française [4]. Voir également la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ».
LE PLAN HYDROGÈNE	Avec **le plan hydrogène** lancé en avril 2022, EDF vise une position de leader européen de la production d'hydrogène 100 % bas carbone, à partir d'électricité bas carbone de réseau, nucléaire ou renouvelable. EDF a l'ambition de développer 3 GW de projets d'hydrogène électrolytique dans le monde d'ici 2030 [5] afin de contribuer à la décarbonation de l'industrie et des transports lourds (dont les secteurs maritime et aérien via les e-carburants).

1.3.2.2 La transformation du Groupe

Numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance, santé et sécurité, sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Pour répondre aux enjeux d'attractivité et de performance de l'entreprise et aux nouvelles attentes des clients, des salariés et de toutes les parties prenantes, le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la responsabilisation des équipes, la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement. Il développe l'usage des technologies numériques et des outils collaboratifs.

Le Groupe porte depuis plusieurs années l'enjeu de l'innovation et de la transformation numérique à un niveau stratégique. Il a revu en profondeur organisation et formation internes. La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels ainsi que les services délivrés.

Cette démarche de transformation managériale et numérique s'appuie sur des collectifs et dispositifs d'animation de réseaux d'acteurs engagés dans la transformation et chaque année toujours plus nombreux.

Plus particulièrement :

en 2018, le Groupe a signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui portait des avancées en faveur de la diversité ainsi qu'au bénéfice des salariés du Groupe.

L'année 2019 a vu la création de l'Académie du numérique, dispositif interne dédié à la formation et l'accompagnement des salariés vers les nouveaux métiers du numérique. Cette même année, un nouveau schéma de dialogue social a été repensé, simplifié et mis en place, en conformité avec le nouveau cadre légal.

En 2020, le centre des usages a permis d'accélérer le déploiement des outils et des usages numériques. Il poursuit toujours son action pour renforcer la collaboration dans l'entreprise et faciliter le travail à distance qui se pratique dans l'entreprise. Cette même année, le Groupe a revu son dispositif d'accompagnement à la mobilité interne. Il a déployé une nouvelle ambition de *leadership* qui accompagne la transformation managériale.

En 2021, le Groupe s'est appuyé sur l'expérience de la crise sanitaire pour donner une nouvelle impulsion à la transformation en adaptant ses modes de fonctionnements, en menant des actions de simplification et en signant l'accord collectif « Travailler autrement, Manager autrement » (« TAMA ») [6].

En 2022, en déployant « Travailler autrement, Manager autrement », les équipes ont continué à repenser leurs façons de faire en cherchant à les rendre plus numériques, en donnant le pouvoir d'agir, en portant des initiatives de simplification et d'amélioration, en cherchant à construire un cadre de travail encore plus efficace et responsabilisant.

Concrètement, le groupe rend ses processus plus numériques, par exemple en déployant à grande échelle la signature électronique et en automatisant certaines tâches (RPA [7]). Le Groupe aborde les innovations technologiques au travers d'équipes multimétiers chargées de thématiques transverses comme l'Intelligence Artificielle, la *blockchain*, l'Internet des objets (IoT), l'*edge computing*, l'informatique quantique ou encore la 5G.

(1) Le programme de travail stratégique se décline en une vingtaine de chantiers, pilotés au niveau du Comité exécutif, concrétisant chacune des trois priorités stratégiques.
(2) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées.
(3) EV100 est une initiative mondiale née à New York lors de la Climate Week NYC en septembre 2017. Elle vise à fédérer les grands groupes engagés autour du développement de la mobilité électrique et de sa généralisation d'ici 2030.
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 11 novembre 2022 « Le plan excell présente ses résultats annuels et ses perspectives pour la pérennisation de ses standards ».
(5) Voir le communiqué de presse du 13 avril 2022 « Le groupe EDF lance un nouveau plan industriel dédié à l'hydrogène 100 % bas carbone ».
(6) Voir la section 3.3.1.3.5 « Bien-être, organisation et temps de travail ».
(7) *Robotic process automation.*

Le Groupe a adopté depuis 2017 une politique de gestion de la donnée. Il a mis en place une usine *data analytics* pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences. Une deuxième usine a vu le jour pour les données tertiaires (immobilier, achat…).

Le Groupe s'est doté, en 2020, d'une Ambition IA pour accélérer dans ce domaine et structurer une démarche pour un usage responsable de l'Intelligence Artificielle. EDF a également ouvert une plateforme d'*open data* à l'occasion de son événement vitrine de l'innovation, les *Electric Days*.

Il s'est engagé en signant la charte Numérique Responsable de l'Institut du Numérique Responsable. Il a obtenu, pour la première fois en 2021, le label Numérique Responsable soutenu par le ministère de la Transition écologique.

Le groupe EDF est également membre fondateur de Gaia-X [1], une initiative en faveur de l'émergence d'un *cloud* de confiance européen. Il a renouvelé, en 2022, sa présence au Conseil d'administration de cette association et porte activement la notion de « Label de Confiance » ainsi que le *DataSpace Energy*, écosystème de confiance de valorisation des données du secteur de l'énergie.

Dans le domaine du nucléaire, les années 2020 à 2022 ont été marquées par le déploiement et l'avancement du « plan excell » [2].

Enfin, dans un environnement en pleine évolution, le Groupe se doit d'être un employeur socialement responsable et engagé, et à ce titre référent en termes de santé et sécurité [3].

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe entend accélérer fortement le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde, et vise une capacité de 60 GW nets en 2030. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR et le développement des SMR (*Small Modular Reactors*).

431,7 TWh	116,9 GW	36 GW	90 %
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	CAPACITÉ INSTALLÉE CONSOLIDÉE DANS LE MONDE	CAPACITÉ RENOUVELABLE NETTE	PART DE LA PRODUCTION DÉCARBONÉE*

**Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas ;
- un parc nucléaire standardisé de 56 réacteurs en France [4] et de 9 réacteurs en exploitation au Royaume-Uni ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire (conception, exploitation et déconstruction) ;
- la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en poursuivre l'exploitation ;
- un parc produisant à 90 % sans émission de CO_2 [5] grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

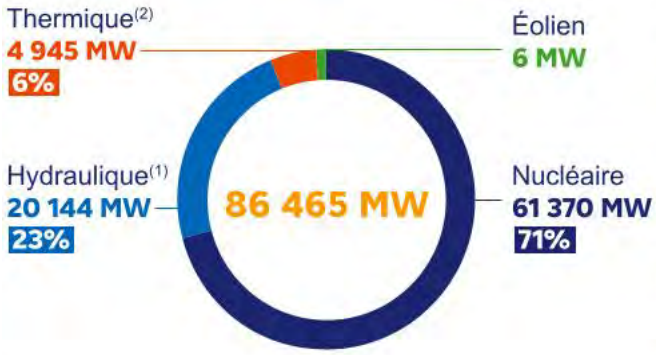
Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

Avec une puissance installée totale de 86,5 GW en France continentale [6] au 31 décembre 2022, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 322,7 TWh [7] en 2022. Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2022 de :

- 56 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 500 MW, avec une moyenne d'âge de 37 ans. Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 427 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 77 ans [8]. Voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France » ;
- d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA, CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisses de Chatelôt et Emosson.

(1) GAIA-X – *European Association for Data and Cloud*.
(2) Voir la section 1.4.1.1.1.
(3) Voir la section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants ».
(4) Après l'arrêt définitif des deux tranches de Fessenheim.
(5) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(6) EDF hors Corse et Outre-mer.
(7) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(8) Moyenne arithmétique.

Capacité installée et production d'EDF SA en France continentale - 2022



Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2022, y compris énergie marine : 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 567 MW en 2022.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,5 TWh en 2022.
(2) Production pompage compris.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,9 TWh en 2022.
NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Le plan excell

Lancé au printemps 2020, le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver un haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets actuels et à venir en France, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde. Le plan excell bénéficie également aux programmes du parc nucléaire existant, notamment au Grand Carénage et aux opérations de maintenance associées.

En novembre 2021, le groupe EDF et la filière nucléaire avaient pris 30 engagements publics répartis en 5 axes majeurs (gouvernance, compétences, fabrication et construction, relation fournisseurs et standardisation). À fin 2022, 27 de ces 30 engagements ont atteint voire dépassé la cible fixée [1]. Ils s'appliquent à présent au quotidien sur le terrain. Les 3 derniers engagements, particulièrement exigeants, sont partiellement atteints et le seront pleinement courant 2023. L'intégralité des engagements est disponible à l'adresse suivante : https://www.edf.fr/plan-excell[2].

Le plan excell entre désormais dans une nouvelle phase qui vise à ancrer durablement ses principes dans l'entreprise. Elle doit permettre de servir au mieux EDF et son tissu industriel pour le nouveau nucléaire ou le parc existant.

En 2022, les réalisations ont concerné les 5 axes majeurs suivants :

La gouvernance des projets nucléaires

La gouvernance des projets nucléaires a été renforcée par la mise en place du Contrôle des Grands Projets (CGP). Il doit permettre de disposer en permanence d'une vision de la maturité des projets, renforcée par l'analyse croisée du projet et du CGP. Chaque projet engagé fait l'objet d'une revue trimestrielle présidée par le Président d'EDF. La création, en juillet 2022, de la maîtrise d'ouvrage du programme Nouveau Nucléaire France constitue le dernier élément de réponse aux recommandations du rapport de Jean-Martin Folz [3] (voir également la section 1.4.1.1.3.2).

Les compétences

S'agissant des compétences, la filière a lancé l'EDEC nucléaire afin de disposer, en 2022, de l'ensemble des données nécessaires au pilotage du développement des compétences de la filière. Le programme MATCH, porté par le Gifen [4], assure ce pilotage annuel et alimente l'action de l'Université des Métiers du Nucléaire (UMN). L'UMN a été créée en avril 2021 pour dynamiser les projets de formation. En 2022, elle a continué à renforcer les actions de formation dans les régions pour assurer, dans la durée, la mise à disposition et l'adéquation des ressources. Le site *monavenirdanslenucleaire.fr* donne ainsi accès à près de 2 000 formations.

La fabrication - construction

Dans le domaine de la fabrication – construction, un travail important a été réalisé en lien étroit avec les entreprises de la filière. Il a consisté à définir les standards qui sont les fondements du retour à l'excellence et permettront de fabriquer conforme du premier coup. Ils ont été déployés en 2022 avec des contrats davantage orientés sur le partenariat entre EDF et ses fournisseurs. En parallèle, une surveillance de la part d'EDF optimisée et digitalisée a été déployée. Un effort particulier a été engagé pour appuyer dans leur montée en excellence et en capacité les fournisseurs clés pour le projet EPR2. Cette mission de « *supplier development* » a été confiée à des opérationnels expérimentés issus de l'aéronautique. 34 entreprises de la filière sont certifiées ISO 19443 et 50 autres sont engagées dans la démarche.

La relation fournisseurs

La qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est au cœur de la réussite des opérations sur le parc et des nouveaux projets. En concertation avec les entreprises de la filière, une boîte à outils de méthodes rénovées de consultation et de sélection des fournisseurs a été déployée. Elle encourage la qualité technique des propositions des fournisseurs et valorise leur savoir-faire. Par des dispositifs d'incitations financières et un meilleur partage des risques, elle vise à aligner les intérêts pour réussir les contrats. Un baromètre annuel recueille la perception des fournisseurs et permet d'évaluer la progression et la pertinence de ces dispositifs.

La standardisation

La standardisation et la réplication sont essentielles dans la recherche de la qualité, gage de la sûreté. Les catalogues d'usage obligatoire (CADO) s'imposent désormais dans la conception technique des systèmes. Ils visent à réduire la diversité des équipements utilisés et à gagner en efficacité. La standardisation a également pour effet d'apporter aux entreprises retenues un volume d'activité plus conséquent. Cela leur permet d'investir dans l'amélioration continue de la qualité. La documentation technique applicable dans un contrat et celle requise de la part des fournisseurs sont simplifiées et rationalisées. La réplication systématique d'un équipement ou d'un système éprouvé, notamment pour les plus critiques, est également clé pour dérisquer les projets et améliorer leur maîtrise.

Le plan soudage vise à éradiquer les facteurs de risque de non-qualité de bout en bout. La création de la Haute École de Formation Soudage de Cherbourg (Hefaïs) a accueilli sa première promotion en septembre 2022. L'habilitation des soudeurs, le renforcement de la qualité des contrôles et de l'organisation des chantiers de soudage sont autant d'éléments co-construits avec les entreprises du secteur pour viser le « souder bon du premier coup ».

(1) Voir le communiqué de presse du 15 novembre 2022 « Le plan excell présente ses résultats annuels et ses perspectives pour la pérennisation de ses standards ».
(2) Voir aussi la section 3.4.3.2.1 « Adaptation des compétences (Plan excell) ».
(3) Rapport sur « La construction de l'EPR de Flamanville » remis au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Général d'EDF en octobre 2019.
(4) Gifen : Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire.

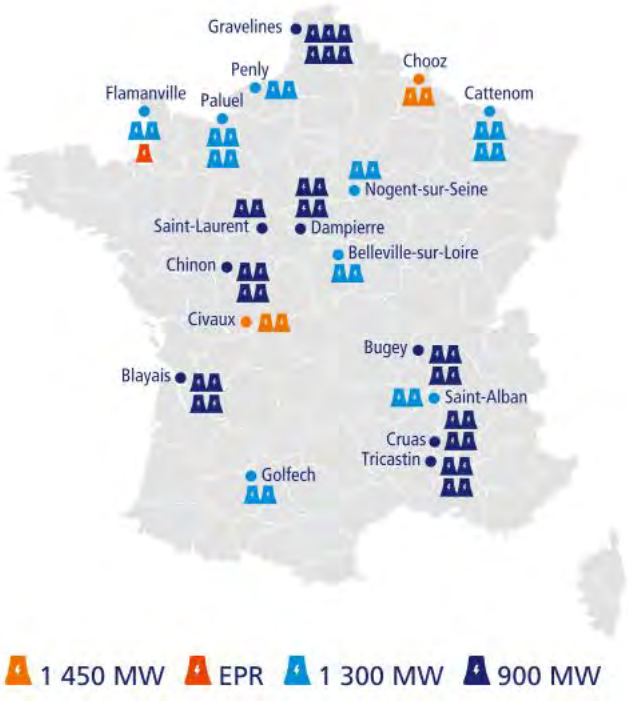
1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2022 constitue 86,5 % de sa production totale d'électricité [1].

1.4.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation

EDF décline son parc de réacteurs REP en exploitation selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible. Le parc nucléaire en France est composé de 56 tranches en fonctionnement, réparties sur 18 sites [2], propriétés d'EDF. Il représente une puissance totale autorisée de 61 370 MW au 31 décembre 2022. Avec un âge moyen d'environ 37 ans, il se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Palier	Nbre de tranches en exploitation	Puissance totale	Âge moyen
900 MW	32	29 010 MW	40
1 300 MW	20	26 370 MW	34
N4 - 1 450 MW	4	5 990 MW	22
TOTAL	**56**	**61 370 MW**	**37**



(1) Pompage hydroélectrique compris.
(2) Après la mise à l'arrêt définitif en 2020 des deux tranches 900 MW de Fessenheim.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches **à fin 2022** sont les suivantes [1] :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2021	VD5	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 3	1979	2013	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
Bugey 4	1979	2021	VD5	Chinon B3	1987	2020	VD4
Bugey 5	1980	2021	VD5	Chinon B4	1988	2020	VD4
Dampierre 1	1980	2021	VD5	Paluel 1	1985	2016	VD4
Gravelines 1	1980	2021	VD5	Paluel 2	1985	2018	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	Paluel 3	1986	2017	VD4
Tricastin 1	1980	2019	VD5	Paluel 4	1986	2019	VD4
Tricastin 2	1980	2021	VD5	Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Dampierre 2	1981	2022	VD5	Flamanville 1	1986	2018	VD4
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Flamanville 2	1987	2020	VD4
Tricastin 3	1981	2022	VD5	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Cattenom 2	1988	2018	VD4
Gravelines 3	1981	2022	VD5	Nogent 1	1988	2019	VD4
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 1	1988	2021	VD4
Blayais 1	1981	2012	VD4 en cours	Belleville 2	1989	2019	VD4
Blayais 2	1983	2013	VD4	Nogent 2	1989	2020	VD4
Blayais 3	1983	2015	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3 en cours
Blayais 4	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2021	VD4
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3 en cours
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	Penly 2	1992	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B1	2000	2020	VD3
Cruas 2	1984	2018	VD4	Chooz B2	2000	2019	VD3
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2 en cours
Gravelines 6	1985	2018	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2 en cours

À fin 2022 :

- **Sur le palier 900 MW**, à fin 2022, toutes les tranches en exploitation ont passé leur troisième visite décennale. En 2019, la première VD4 a été réalisée avec succès sur Tricastin 1. D'autres VD4 ont été réalisées en 2020 et 2021. Le programme s'est poursuivi en 2022 avec les VD4 de Tricastin 3 (terminée), Dampierre 2 (terminée), Gravelines 3 (terminée) et Blayais 1 (en cours).
- **Sur le palier 1 300 MW**, quinze VD3 ont été réalisées (dont Belleville 1 et Cattenom 3 en 2021). Deux VD3 sont en cours de réalisation à fin 2022 : Penly 1 et Golfech 1.
- **Sur le palier N4**, deux VD2 ont été réalisées, à Chooz 1 et Chooz 2. Celles de Civaux 1 et de Civaux 2 sont en cours.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installation Nucléaire de Base)

La création d'une INB est autorisée, au terme d'une procédure définie par le Code de l'environnement, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est quant à elle délivrée par l'ASN, au terme d'une procédure également définie par le Code de l'environnement. La réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base accorde notamment la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »).

Les contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

Le principe des contrats d'allocation de production est de réserver aux co-contractants une quote-part de la puissance des tranches concernées en contrepartie du règlement de cette même quote-part des coûts fixes des tranches (coûts de construction, coûts annuels d'exploitation, coûts liés à sa déconstruction, taxes locales et spécifiques au nucléaire, etc.) et de leur vendre la même quote-part de l'énergie produite par ces tranches au coût variable combustible (incluant les coûts amont et aval du combustible) pendant toute leur durée de vie.

Au 31 décembre 2022, EDF compte dans son parc 10 tranches nucléaires concernées par ce type de contrat (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [2] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [3] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

(1) Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction. La centrale de Fessenheim a également été mise à l'arrêt en 2020 (voir dans la section 1.4.1.1.2.3-C « La déconstruction des centrales nucléaires »).

(2) Groupe Axpo.

(3) Groupe Engie.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW). Si la durée du contrat et la contribution aux coûts fixes restent liées à des tranches du parc bien identifiées, le volume d'énergie vendu au coût variable du combustible est, en revanche, déterminé par le niveau de la disponibilité d'un parc de centrales de référence plus large, appliqué à la part de puissance réservée aux cocontractants sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les tranches suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

Dans ces deux types de contrats, les cocontractants ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc. Ils assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible. Il représente en effet moins de 30 % des coûts d'exploitation [1]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3.

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur. Ainsi, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2022 :

Palier	Nombre de tranches	Durée du cycle de production
900 MW	28	environ 12 mois
900 MW	4	environ 18 mois
1300 MW	20	
1450 MW (N4)	4	

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt. Elles permettent de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR) d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont également réalisés ;
- la visite partielle (VP) d'une durée normative [2] d'environ 85 jours consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée afin d'effectuer une visite décennale [3] (VD). Sa durée est de l'ordre de 180 jours [4] en moyenne. Elle varie en fonction du programme de travaux et de maintenance ainsi que du palier concerné.

Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications liés aux réexamens périodiques de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque VD, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre éventuellement des prescriptions techniques.

Cadre réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'ASN est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

- la contribution à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au Gouvernement sur les projets de décret et d'arrêté ministériel et en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- l'instruction de l'ensemble des demandes d'autorisation individuelles des installations nucléaires de base (INB). Elle accorde les autorisations, à l'exception des autorisations majeures des INB telles que la création et le démantèlement ;
- le contrôle des installations qu'elle effectue à travers les inspections réglementaires sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques de conformité et de réévaluation de la sûreté, obligatoires pour la poursuite du fonctionnement de la centrale ;
- l'information du public sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France ;
- en cas de situation d'urgence, l'ASN contrôle les opérations de mise en sûreté de l'installation prises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités compétentes ses recommandations sur les mesures à prendre au titre de la sécurité civile.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base. Ils sont utilisés juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de la consommation durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros, en raison d'interconnexions limitées aux frontières, conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre.

Production 2022

La production nucléaire s'établit à 279 TWh en 2022, en baisse de 81,7 TWh par rapport à 2021. Cette baisse est due principalement à une moindre disponibilité du parc nucléaire du fait du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Suite à la découverte de ce phénomène fin 2021, plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêt pour maintenance ont été nécessaires pour comprendre le phénomène, définir une stratégie de traitement et engager les travaux de réparation.

Performances techniques 2022

Concernant les arrêts de tranche, les pertes de production dues à des prolongations sur les arrêts de tranche non concernés par le dossier CSC ont été plus faibles de 5 TWh en 2022 que l'année précédente.

Parmi les arrêts terminés, les arrêts suivants ont respecté ou amélioré leur durée prévisionnelle : Chinon B4 (VP), Tricastin 2 (ASR), Cruas 1 (ASR), Nogent 1 (VP), Saint-Laurent B1 (ASR), Tricastin 4 (VP), Belleville 2 (VP) et Tricastin 1 (ASR). Les performances de Tricastin 4 (32,8 jours d'avance), Nogent 1 (27,4 jours d'avance) et Chinon B4 (12,7 jours d'avance) sont à souligner.

L'arrêt de Saint-Laurent B1 est la meilleure performance du site depuis 10 ans, et la Visite Partielle de Belleville 2 est la VP la plus courte réalisée sur le site depuis 6 ans. Les performances de ces deux sites illustrent les effets du plan START 2025 en cours de déploiement au sein du parc nucléaire qui est centré sur l'amélioration de la performance des arrêts de tranches et qui permet à des sites durablement en difficulté sur les arrêts de renouer avec de bons résultats.

(1) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.

(2) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.

(3) En conformité avec l'article L. 593-18 du Code de l'environnement.

(4) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Parmi les réacteurs qui ont connu des dépassements conséquents de leur durée prévisionnelle (> 50 jours) figurent Bugey 5 (VD), Gravelines 1 (VD), Cattenom 2 (ASR), Cruas 4 (VP), Dampierre 1 (VD) et Gravelines 5 (VP). Les prolongations d'arrêts les plus importantes sont ainsi concentrées sur des sites ayant un programme industriel particulièrement important, comme Dampierre et Gravelines.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français. Il se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Il encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [1] rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 52 % en 2022, est en baisse par rapport à celui de 2021 (67 %). Il est la résultante d'un Kd de 58,1 %, en baisse par rapport à 2021 (72,9 %) et d'un Ku de 89,6 %, également en baisse par rapport à celui de 2021 (92,2 %).

Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires

À l'occasion de la réalisation de contrôles programmés lors de la visite décennale du réacteur de Civaux 1 fin 2021, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs, qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1300 MW-P4, 1300 MW-P'4 et N4).

En 2022, plus de 112 expertises métallurgiques ont été réalisées sur des échantillons de tuyauteries, une nouvelle méthode de contrôles par ultrasons a été développée et une stratégie de réparation des soudures affectées par le phénomène a été mise en œuvre, après instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Sur les 56 réacteurs du parc nucléaire, 40 réacteurs ont été identifiés comme peu ou pas sensibles au phénomène de CSC. Il s'agit des 32 réacteurs du palier 900 MW et des 8 réacteurs du palier 1300 MW-P4. 16 réacteurs ont été détectés comme sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC, il s'agit des 12 réacteurs du palier 1 300 MW-P'4 et des 4 réacteurs du palier N4.

En 2022, des portions de tuyauteries ont été remplacées sur 10 réacteurs. 6 autres réacteurs devraient être traités en 2023 par le remplacement préventif de lignes pouvant être touchées par le phénomène.

EDF a intégré à son plan de maintenance préventive, dès le 1er janvier 2023, la réalisation de contrôles de recherche de CSC avec la technologie d'ultrasons améliorée.

S'agissant des réacteurs du palier 1300 MW-P'4, EDF a adapté sa stratégie de traitement pour l'ensemble du palier. Cette stratégie, présentée fin 2022 à l'ASN, vise à traiter la problématique CSC pour l'ensemble des réacteurs 1300 MW-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. EDF envisage de procéder, pour ces réacteurs, au remplacement préventif complet des tuyauteries des lignes d'injection de sécurité dont les soudures pourraient être affectées par le phénomène de CSC.

Dans le cadre du programme de contrôles et d'expertises engagé par EDF, des analyses ont été menées sur une soudure particulière du circuit RIS du réacteur de Penly 1. Cette soudure présentait la particularité d'avoir été doublement réparée lors du premier montage du circuit à la construction, la rendant sensible au phénomène de corrosion sous contrainte. Les expertises métallurgiques ont révélé un défaut de CSC.

EDF a proposé le 10 mars 2023 à l'ASN une évolution de sa stratégie de contrôles de ce phénomène de corrosion sous contrainte et accélère le contrôle des soudures concernées des systèmes RIS et RRA, afin de tenir compte des éléments identifiés sur la soudure réparée de Penly 1 [2]. L'ASN a pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuit le dialogue technique avec EDF. Cette évolution vise à accélérer le rythme des contrôles des soudures réparées sur les arrêts programmés pour maintenance des réacteurs en 2023, 2024 et 2025.

320 soudures des lignes RIS et RRA ont été identifiées comme ayant fait l'objet de réparations au moment de la construction des réacteurs parmi lesquelles 69 sont identifiées comme les plus sensibles à la CSC. La stratégie révisée permettra d'avoir contrôlé, d'ici fin 2023, plus de 90 % de ces soudures prioritaires et d'avoir contrôlé, en 2023, 148 soudures ayant fait l'objet de réparations au moment de la construction des réacteurs.

Le risque associé au phénomène de CSC est décrit dans la section 2.2.5 au risque 5A « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

1.4.1.1.2.2 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Les risques attachés à l'environnement, la sûreté nucléaire et la radioprotection sont décrits dans la section 2.2.5 au risque 5C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire ».

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites. Elle a ensuite été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire. Elle s'appuie sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME). Voir la section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement ». Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3.

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, interconnexion européenne…), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. La réalisation du programme électronucléaire français a conduit EDF à mettre en place une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques grâce à la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé ;
- intègre et promeut une démarche de progrès continu. Elle se matérialise, notamment, par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe. L'objectif est d'anticiper la survenue de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences. Dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et s'entraîner à tout type de situation.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le Code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques (articles L. 125-10 et suivants du Code de l'environnement) sur le droit à l'information dans le domaine nucléaire. Elles visent à garantir le droit du public à une information fiable et accessible. En particulier, l'exploitant d'une INB est tenu de déclarer, dans les meilleurs délais, à l'ASN et à l'autorité administrative compétente, les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de cette installation qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la

(1) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

(2) Voir le communiqué de presse EDF du 16 mars 2023 « Point de précision sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur des portions de tuyauteries de circuits auxiliaires du circuit primaire principal de plusieurs réacteurs nucléaires ».

protection de la nature et de l'environnement.

De plus, il existe également des instances qui concourent à la transparence en matière nucléaire. Il s'agit notamment du Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) ainsi que des commissions locales d'information (CLI) instituées auprès de tout site comprenant une ou plusieurs INB.

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Ainsi, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque unité nucléaire [(1)], des évaluations globales d'excellence en commun avec les *Peer-review* de la WANO [(2)]. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 40 inspecteurs. L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé et rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF. Il mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Les inspections permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès. Son rapport annuel est rendu public.

Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. Leur nombre a été divisé par quatre en une vingtaine d'années. En 2022, ils se sont élevés à 15 sur l'ensemble du parc.

- **À l'échelon national**, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASN *via* :
  - des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASN : 513 inspections dont 34 nationales ont eu lieu en 2022 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF (515 en 2021 dont 26 nationales) ;
  - un processus de réexamen périodique (décennal) : il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires aux règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

    À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité réglementaire de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASN communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport. Elle peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires[(3)]. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales.
- **À l'échelon international**, des inspections ont lieu régulièrement. Elles permettent la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde :
  - les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA [(4)] sont effectuées à la demande de l'État français. Elles ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2022, une OSART a été réalisée (Tricastin) ;
  - les visites internationales « revues de pairs » (*peer reviews*) menées par la WANO [(5)] sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2022, il y a eu 5 missions de *follow up* [(6)] (Dampierre, Golfech, Nogent, Penly et Saint-Laurent) et 3 *peer reviews* (Belleville, Bugey, Civaux).

Le dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASN. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2022, 13 exercices d'ampleur nationale ont été organisés dont 1 avec ESKOM (Afrique du sud).

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Il a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) » a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Les événements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages. Elle fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements.

Les écarts présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'ASN sont dénommés « événements significatifs ». La détection par les exploitants nucléaires des événements significatifs joue un rôle fondamental en matière de prévention des incidents ou des accidents. La réglementation demande à tous les exploitants nucléaires de déclarer à l'ASN les événements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement. Chaque événement est analysé par les équipes de la centrale pour déterminer son caractère significatif avec une vision indépendante de cette déclaration portée par la filière indépendante de sûreté.

Ceux concernant la sûreté sont nommés « ESS ». Ce processus de déclaration s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et de transparence. Son objectif est notamment de permettre l'analyse de ces événements. L'objectif est de faciliter l'évaluation ultérieure d'un incident ou d'un risque d'incident, et d'améliorer les pratiques d'un établissement et/ou d'un secteur d'activité en matière de prévention.

Tous les événements significatifs doivent être déclarés à l'ASN par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous 48 heures ouvrées. Ils incluent une proposition de classement sur l'échelle INES [(7)] (échelle à sept niveaux – de 1 à 7 suivant leur importance ; ceux qui n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté nucléaire sont déclarés au niveau 0). L'ASN demeure responsable de la décision finale de classement. L'utilisation de l'échelle INES permet à l'ASN de sélectionner ceux qui ont une importance suffisante pour faire l'objet d'une communication de sa part.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement classé sur l'échelle INES de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. En 2022, EDF a déclaré, en France, 683 événements significatifs pour la sûreté (ESS), en amélioration par rapport aux 752 ESS de 2021. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (comme en 2021) et 79 ESS niveau 1 sur l'échelle INES (comme en 2021) ont été déclarés.

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (Ingénieur sûreté, opérateur,…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, biannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2022 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et sont disponibles sur Internet [(8)].

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) *World Association of Nuclear operators*.
(3) Voir dans la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France » le cadre réglementaire sur l'ASN.
(4) Agence internationale de l'énergie atomique.
(5) World Association of Nuclear Operators.
(6) Les missions de *follow up* sont des missions de suivi des recommandations émises dans le cadre des missions de revues par les pairs (et inscrites dans un rapport de mission).
(7) *International Nuclear Event Scale*.
(8) Par exemple pour le rapport 2020 : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/notes%20d %27information/rapport-2020-fr-v08b-web.pdf

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés, propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,70 homme. Sievert par réacteur, en baisse de 2 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 35 %. En 2022, elle est de 0,71 homme-Sievert par réacteur. La dose individuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv (0,96 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations. En 2022, aucun intervenant (salarié d'EDF et de partenaires industriels) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Cadre réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés.

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

A - Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire

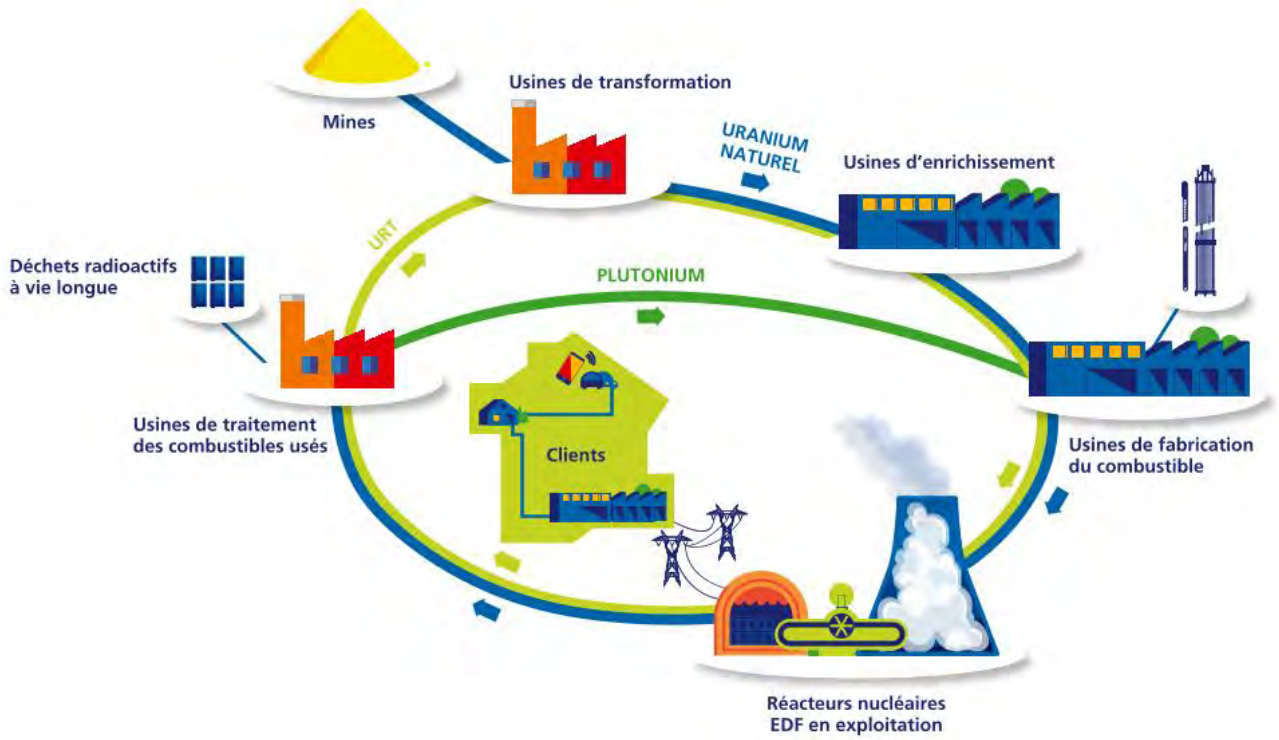
Les risques associés au cycle du combustible sont décrits au chapitre 2 – Risque 5D « Maîtrise du cycle du combustible ».

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle qui se décompose en trois étapes :

- **l'amont du cycle** comprend l'achat par EDF de concentrés issus du minerai d'uranium. Les transformations en produits plus élaborés à savoir la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication des assemblages de combustible sont confiées aux industriels du cycle au travers de contrats de service pluri-annuels.
- **le cœur du cycle** correspond à son utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur. EDF assure ces opérations.
- **l'aval du cycle** pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.



L'amont du cycle

EDF assure la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni. Il conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin). Orano constitue un fournisseur important de cette étape du cycle.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs. Leur durée peut atteindre 20 ans. Les formules d'indexation des contrats d'approvisionnement comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché). Elles sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds qui atténuent les effets des variations des prix de marché sur les coûts d'approvisionnement. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change.

EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA [1]. Voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par d'autres producteurs mondiaux tels que CamECO au Canada et Converdyn aux États-Unis.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux : Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie) sur la base de contrats à prix majoritairement fixes.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière avait été suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante. Les premiers chargements d'assemblages sont prévus en 2023. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs concernés en 2018. Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

L'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière (notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX au second semestre 2021 et la livraison de la matière enrichie pour fabriquer une première recharge) permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont remplies.

L'exploitation au-delà de 40 ans du palier 1300 MWe s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'Uranium de Retraitement Enrichi dans les réacteurs 1300 MWe pour assurer, dans la durée, le recyclage de l'uranium issu du retraitement.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne, au travers de sa filiale Framatome, soit en externe. Le fournisseur externe est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome, en septembre 2016, des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement ainsi que de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits dans la section 2.2.5 aux facteurs de risques 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés », et 5D « Maîtrise du cycle du combustible ».

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible ni limitation dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets.

Orano est chargé du traitement des combustibles usés.

L'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement.

La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L. 541.1 et suivants du Code de l'environnement.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables : le plutonium sous forme de combustible MOX et l'uranium issu du retraitement (voir « l'amont du cycle »).

Les quantités traitées s'élèvent à environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an. Elles sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

Le parcours des combustibles usés

EDF et Orano : Une collaboration encadrée

Les relations entre EDF et Orano portent sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage. Les deux entreprises ont signé :

- en décembre 2008 : un accord-cadre pour la période 2008-2040 ;
- en février 2016 : un contrat d'application pour la période 2016-2023 et les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Le projet Piscine d'EDF à La Hague

Dans le cadre de l'anticipation des besoins en entreposage du parc de production nucléaire, EDF travaille sur la conception d'une piscine d'entreposage de combustibles usés de grande capacité. Sa durée prévisionnelle d'exploitation est de l'ordre d'une centaine d'années. Elle vise à permettre notamment l'entreposage long terme des combustibles MOX et URE usés provenant des REP et des assemblages du réacteur à neutrons rapides « Superphénix » entreposés dans l'APEC [2]. Cet entreposage est effectué dans l'attente d'un multirecyclage dans les réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV ».

(1) *World Nuclear Association*.
(2) Piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville.

Le besoin de capacités d'entreposage complémentaires et la pertinence d'une solution d'entreposage sous eau ont été confirmés à l'issue du Débat Public organisé par la CNDP [1] (du 17 avril au 25 septembre 2019). Le ministère de la Transition écologique et l'ASN ont publié leurs conclusions le 21 février 2020. Ils actent *« la poursuite des travaux liés à la mise en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage centralisées sous eau »*. Suite à ce débat public, et à l'avis positif rendu par l'ASN le 23 juillet 2019 sur le dossier d'options de sûreté (DOS), EDF dispose des fondements requis pour poursuivre son projet.

EDF a réalisé, entre le 18 novembre 2021 et le 8 juillet 2022, une concertation préalable associée au projet d'implantation de cette piscine à La Hague dans le périmètre du site d'Orano.

Les principales étapes de la consultation :

- début 2021 : saisie de la CNDP par EDF ;
- 3 mars 2021 : décision de la CNDP selon laquelle le projet fera l'objet d'une concertation préalable ;
- 22 novembre 2021 : début du processus de concertation.
- 3 février 2022 : décision de suspension de la concertation par la CNDP, suite à une proposition d'EDF (voir le site Internet debatpublic.fr). L'objectif était de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées au cours de la concertation. Cette décision visait aussi à disposer du temps nécessaire à leur mise en place et s'inscrivait dans la démarche d'EDF de renforcement du dialogue ouvert avec les citoyens, les élus et les associations sur le projet ;
- du 20 juin 2022 jusqu'au 8 juillet 2022 : reprise du processus de concertation ;
- 8 août 2022 : publication du bilan des garants qui fait le constat d'une participation citoyenne « réelle, diversifiée et productive » ;
- Le 7 octobre 2022 : publication des « Enseignement de la concertation préalable et suites données par EDF » ;
- EDF a indiqué poursuivre, à ce stade, le déroulement du projet et prépare, pour fin 2023, le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025. Par ailleurs, lors de la concertation, de nombreuses questions ont été posées par les parties prenantes sur les enjeux associés au cycle du combustible. EDF a prévu de prendre en compte au mieux les préoccupations ainsi exprimées et a ainsi prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. En parallèle, EDF a d'ores et déjà engagé l'étude de plusieurs dispositions concrètes visant à améliorer l'insertion du projet dans le territoire.

Le coût de construction de l'installation, évalué à 1,25 milliard d'euros$_{2020}$, est compris dans la trajectoire financière du Grand Carénage.

En parallèle, pour répondre aux enjeux de capacité d'entreposage de combustible usé à plus court terme, Orano, à la demande d'EDF, développe une technique lui permettant de densifier ses piscines existantes à La Hague. Le dossier d'options de sûreté de ce projet a été expertisé par l'IRSN [2]. Dans son avis du 28 mai 2021, l'IRSN considère que les options de sûreté retenues sont adaptées.

Par ailleurs, toujours de manière complémentaire, Orano étudie la possibilité d'entreposer de façon temporaire du combustible usé à sec. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provisions dédiées.

Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories de déchets : HA (Haute Activité), MA (Moyenne Activité), FA (Faible Activité) et TFA (Très Faible Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 31 ans.

Déchets de Haute Activité (HA) et de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA. Ce processus assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. L'ensemble des déchets HA ainsi conditionnés représente un volume d'environ 9 300 mètres cubes (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HA). Ils correspondent à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel.

Les déchets MAVL englobent :

- les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé. Elles sont aujourd'hui compactées et conditionnées dans des conteneurs en acier inoxydable ;
- des déchets issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et du démantèlement.

Le volume total des déchets MAVL représente environ 37 000 mètres cubes. Il inclut notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs UNGG et ceux issus du parc REP actuel. Le calcul prend en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement.

Comparativement aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur et se prêtent donc plus rapidement à une mise en stockage.

• Le projet du Centre industriel de stockage géologique – Cigéo

Présentation générale

Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises jusqu'à leur démantèlement, dont ceux issus du traitement des combustibles usés utilisés. Ce projet est conduit par l'ANDRA. Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne.

Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi modifiée n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

Dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, les déchets HA et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés sur le site d'Orano à La Hague dans des installations spécifiques dédiées.

Principales étapes

Le planning de référence de l'ANDRA prévoit d'abord une phase industrielle pilote. La livraison des premiers déchets devrait débuter entre 2035 et 2040.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants. Elle a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA. Elle a émis un certain nombre de recommandations pour la finalisation du dossier de demande d'autorisation de création. Elle a appelé notamment à une association encore plus étroite d'EDF et d'Orano pour la préparation du dépôt de cette demande.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent, et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'Évaluation Socio-Économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle a souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021 le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

(1) Commission nationale du débat public.
(2) IRSN : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.

En parallèle, La conférence de citoyens sur la phase pilote organisée par l'ANDRA entre mai et juillet 2021 a émis un « Avis citoyen ». Deux consultations en ligne du public ont eu lieu, de mai à septembre, sur la gouvernance et la phase pilote.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique CIGEO et porté mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet CIGEO parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création a été effectuée le 16 décembre 2022 par voie électronique et le 17 janvier 2023 par voie officielle (papier).

Cas particulier du traitement des déchets bitumineux

L'ASN a demandé dans le cadre de l'instruction du DOS que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'expert pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Fiscalité de Cigéo

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 opère notamment une modification de la taxation des INB telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000. En particulier, il prévoit une modification du mode de calcul de la taxe de stockage des déchets de haute activité et moyenne activité à vie longue par la suppression des fourchettes minimale et maximale (5-50) du coefficient multiplicateur. Ces dispositions législatives restent encore à préciser par décret en Conseil d'État.

• ICEDA

ICEDA, implanté sur le site de Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors gestion du combustible) et de la déconstruction des centrales. L'installation a été mise en service en 2020.

La décision ASN approuvant et encadrant le conditionnement à ICEDA des déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) en colis C1PG^{SP} a été reçue le 19 juillet 2021. Le premier colis C1PG^{SP} contenant des déchets activés provenant de Chooz A a été bouché le 21 septembre 2021. La 3e campagne de conditionnement de déchets a été réalisée en fin d'année 2022 (principalement les déchets provenant de Chooz A).

Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (blocs de graphite constitutifs du cœur de ces réacteurs ou de leurs assemblages combustibles). En juillet 2015, l'ANDRA a transmis pour avis à l'ASN un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage dans la région de Soulaines dans l'Aube. Les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR [1], pour identifier les déchets pouvant y être accueillis.

L'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi que le 5e PNGMDR [2] fixent à l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA de produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA).

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2044, est donc un stockage au CSA. Le risque de construction d'un entreposage temporaire sur Chinon pour ce graphite a cependant été pris en compte, ainsi que le risque d'un scénario de stockage direct du graphite de Chinon A2 dans un stockage FAVL.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage FAVL.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA-VC et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de :

- l'exploitation des installations nucléaires : gants, filtres, résines, etc. ;
- la déconstruction de ces installations : béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.

Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers (Aube) exploités par l'ANDRA. Afin de réduire les volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France (désormais rattaché à Cyclife SAS, filiale d'EDF).

Faisant suite au débat public PNGMDR et en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR, les textes réglementaires permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France ont été publiés le 14 février 2022. Cette évolution réglementaire attendue, permet de poursuivre le développement du projet Technocentre, installation dédiée à la valorisation de ces métaux. La publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Le projet Technocentre vise la construction d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les métaux TFA notamment issus du démantèlement d'installations nucléaires. EDF mène ce projet en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031 avec une implantation envisagée sur le site de Fessenheim. EDF vise à lancer en 2023 le débat public sur le projet.

La création et le développement de Cyclife

En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, la holding « Cyclife » a été créée. L'objectif est de :

- regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis ;
- asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement.

En 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech [3] ont été créées pour développer des solutions pour le démantèlement des réacteurs à eau légère et la conception d'installations de traitement de déchets (Cyclife Engeneering), ainsi que pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech).

En 2020, Cyclife SAS a acquis 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement et de la gestion des déchets. Le 22 décembre 2021, le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila au Royaume-Uni a été signé. Cette nouvelle acquisition permet de renforcer la position de Cyclife en Angleterre sur le secteur de l'ingénierie nucléaire.

Cyclife Germany a été créée en décembre 2021 pour assurer une présence directe sur un des plus importants marchés d'Europe, afin de renforcer le positionnement de Cyclife sur le traitement des déchets et faciliter son développement dans le domaine du démantèlement.

En février 2022, EDF a créé une nouvelle filiale dans le domaine de la gestion des déchets. Co-détenue à 50 % par Cyclife SAS et Asteralis, Waste2Glass a pour objectif de développer de nouvelles filières de gestion de déchets par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par Véolia.

Le 31 mars 2022, Cyclife SAS a poursuivi son développement par l'acquisition de société française Quadrica spécialisée dans le développement d'outils numériques.

À fin 2022, le groupe Cyclife intègre donc 11 filiales dans le domaine du démantèlement et la gestion des déchets

L'innovation

EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques). Ces travaux portent sur la gestion des déchets radioactifs et la déconstruction. Leader reconnu sur ces domaines, EDF participe à sept projets européens avec l'objectif de :

- augmenter la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement ;
- développer son expertise ;
- contribuer au développement et à la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal Officiel* du 10 décembre 2022.
(3) Société codétenue par EDF et Veolia.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France [1].

B – Les enjeux liés à la préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, notamment par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Par ailleurs, le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power [2]. L'opération porte sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes (hors continent américain).

La poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation après 40 ans

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation. Toutefois, elles imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés. Il convient de tenir compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires (« référentiel de sûreté »).

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu de l'investissement important réalisé lors des troisièmes visites décennales, ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et des besoins énergétiques de la France.

Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel doit permettre, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire, de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue.

Le Président de la République a par ailleurs annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 à Belfort, vouloir *« prolonger tous les réacteurs qui peuvent l'être »* et *« qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir (…), sauf raison de sûreté »*. Le Président de la République a également précisé avoir demandé à EDF d'*« étudier les conditions de prolongation au-delà de cinquante ans »*, ouvrant la voie à une poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans de durée de vie.

Palier 900 MW

Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MW du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies. Le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Le 23 février 2021, l'ASN a statué sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'ASN *« considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique »*.

Le déploiement des modifications de la première phase des travaux lors des VD4 se poursuit conformément au planning grâce aux enseignements tirés des premières VD4 (10 VD 4 900 réalisées à fin 2022). Le lancement des premières modifications de la deuxième phase de travaux est en cours avec une tête de série sur la visite partielle de Tricastin 1 en 2023. Les résultats sur ces VD4 sont satisfaisants. Ils montrent une bonne capacité d'industrialisation des opérations ainsi que l'implication du tissu industriel pour la réussite de ce projet.

Palier 1 300 MW

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW engagé en 2021 se poursuit avec l'ASN. La tête de série (TTS) est prévue à Paluel en 2026.

Le Conseil d'administration a approuvé le 28 juillet 2021 l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 1 300 MW. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

Palier 1 450 MW

L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initiée avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029. La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand Carénage ». Il est destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect :

- des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- des Programmations Pluriannuelles de l'Énergie ;
- des avis et prescriptions de l'ASN ;
- des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe de poursuivre le Programme du Grand Carénage, avec une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASN, notamment sur les VD 4 900 et 1300, et le lancement de la phase Études de la VD 5 900.

Coût du programme

À fin 2022, 36,2 milliards d'euros ont été investis depuis 2014 dont 4,5 milliards d'euros sur l'année 2022.

Les investissements sur la période 2022 à 2028 ont été valorisés, lors du lancement de la phase 2 du Grand Carénage, à 33 milliards en euros courants, soit 31,2 milliards d'euros$_{2021}$.

Par ailleurs, les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte conduisent à des dépenses d'investissements estimées à 0,8 milliard d'euros courants (0,7 milliard d'euros$_{2021}$) sur la période 2022-2024.

Point d'étape à fin 2022

- Le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit : 159 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés.
- 28 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.
- L'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2028. Les dépenses d'investissement resteront élevées au-delà de cette date.

(1) Voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 à la section 6.1.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 4 novembre 2022 « EDF et GE signent un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

C – Les enjeux liés à la déconstruction des centrales

En sa qualité d'exploitant, EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales et de ses autres installations nucléaires [1]. EDF assure ainsi la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie de ses moyens de production nucléaire.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après avis de l'ASN et après accomplissement d'une enquête publique. Le décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et, le cas échéant, les opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui impose un démantèlement « dans un délai aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés par les dispositions légales et réglementaires en vigueur.

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée et présentant les opérations préparatoires au démantèlement prévues ;
- une demande de démantèlement, déposée dans les deux ans après la déclaration d'arrêt définitif, conduisant, après instruction par les autorités et une enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement de l'installation ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

À date, 11 réacteurs sont à l'arrêt définitif, de quatre technologies différentes :

- trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un à Chooz A et deux sur le site de Fessenheim ;
- le réacteur à eau lourde (REL) Brennilis ;
- le réacteur à neutrons rapides (RNR) Superphenix ;
- les six réacteurs de la filière Uranium Naturel – Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

EDF retient une durée de quinze ans pour le démantèlement des REP.

La déconstruction des 9 réacteurs d'EDF historiquement mis à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires. 80 % des déchets sont non radioactifs, aucun n'est à Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité. 2 % de ces déchets sont à vie longue. Ils nécessitent donc la mise à disposition d'un centre de stockage pour déchets de type FAVL et MAVL.

La déconstruction des 2 réacteurs de Fessenheim produira 380 000 tonnes de déchets. 95 % de ces déchets sont non radioactifs.

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'installation ICEDA pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de déconstruction (MAVL) [2].

Le dispositif de la prise en charge des déchets issus de la déconstruction reste à compléter par la mise en place du centre de stockage des déchets FAVL. Voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux liés au cycle du combustible nucléaire » le paragraphe consacré aux déchets FAVL. Par ailleurs, dans le cadre des opérations de démantèlement des centrales UNGG, il est prévu la construction d'un entreposage pour les chemises [3] FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

Chooz A

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 56 tranches en exploitation. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

Le chantier de démantèlement de la cuve de Chooz A et de ses internes (démarré en 2017) fait face à des difficultés. La crise sanitaire a fortement impacté le chantier, notamment du fait de l'arrêt de la filtration conduisant à une turbidité élevée de l'eau. Le pont de manutention nécessaire à la levée de la cuve est indisponible et les travaux de remise en état sont plus complexes que prévus. Par ailleurs, le chantier doit faire face à différents aléas (cadences de découpe inférieures à l'attendu…). Ainsi la fin du chantier de démantèlement de la cuve a été décalée à décembre 2025. Un risque de décalage supplémentaire de 14 mois subsiste.

Par ailleurs, un accord de collaboration entre EDF et le CNRS sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos, à l'issue du démantèlement des installations, a été signé le 7 septembre 2022 permettant de valoriser la configuration particulière de ces installations.

Fessenheim

Les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale ont été définitivement arrêtés respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020. Fin 2020, le projet « PREDEM Fessenheim » a été mis en place. Il vise à coordonner toutes les opérations de fin d'exploitation (vidange des circuits, évacuation du bore, condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, évacuation du combustible, décontamination des circuits primaires…).

La totalité du combustible usé a été évacuée du site vers la Hague en un peu plus de 2 ans ce qui constitue une très belle performance. Ainsi, 99,9 % de la radioactivité a été retirée du site. Une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (*Full System Decontamination*) a été réalisée sur le réacteur numéro 1 en lien avec Framatome. Cette opération est également prévue au premier semestre 2023 sur le réacteur numéro 2 et permettra d'optimiser les conditions de travail radiologiques durant le démantèlement.

Le dossier de demande de démantèlement de la centrale a été déposé en décembre 2020 auprès du ministre de la Transition écologique et de l'ASN. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera le début de la phase de démantèlement. Début 2022, la MSNR [4] et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier [5] marquant la reprise de son instruction. Selon le calendrier en cours, l'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue début 2026. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel.

Par ailleurs, le décret n° 2021-1785 du 24 décembre 2021 a autorisé la prise d'eau et le rejet dans le Grand Canal d'Alsace pour la réfrigération de divers circuits auxiliaires de Fessenheim.

(1) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), Silos de Saint Laurent, ICEDA…
(2) Voir dans la section 1.4.1.1.2.3 le paragraphe « ICEDA ».
(3) Les « chemises graphite » proviennent de l'exploitation de l'ancienne filière française des réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG). Ce sont des enveloppes cylindriques creuses en graphite qui entouraient l'élément combustible.
(4) MSNR : Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.
(5) Transmis le 23 décembre 2021 suite au courrier MSNR du 4 août 2021.

Brennilis

Depuis 2000, EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation en lieu et place du CEA [1]. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel a été finalisée fin 2020. Le radier de la station de traitement des effluents est démoli et les terres sont excavées. Suite aux contrôles finaux, les actions de déclassement total de cette zone seront finalisées en 2023. Parallèlement, l'instruction du dossier de démantèlement [2] en vue de la publication d'un décret de démantèlement complet (permettant le démantèlement du bloc réacteur proprement dit) se poursuit avec :

- la remise d'un avis satisfaisant, sans recommandation, du groupe permanent sur le dossier déposé ; et
- l'enquête publique s'est tenue du 15 novembre 2021 au 3 janvier 2022.

À la suite de cette enquête publique, le 17 janvier 2022, la Commission Locale d'Information (CLI) de Brennilis a émis un avis favorable sur le dossier proposé. La commission d'enquête désignée par le tribunal administratif de Rennes pour la conduite de l'enquête publique a également émis un avis favorable le 2 mars 2022. L'ASN a dernièrement indiqué viser une publication du décret au cours du premier semestre 2023, portant l'entrée en vigueur du décret à fin 2023.

Creys Malville

En 2020 et 2021, les deux premiers bouchons ont été découpés et la découpe du dernier bouchon de couvercle s'est achevée fin mars 2022. Ce dernier a été extrait fin juillet et remplacé par la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) depuis laquelle seront menées les découpes sous eau des internes de cuve (opérations prévues jusqu'en 2026).

UNGG

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de télé opération sur un « démonstrateur industriel » ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Dans le courrier d'accompagnement des décisions du 17 mars 2020 qui conforte les choix techniques réalisés, l'ASN estime qu'EDF devrait s'attacher à raccourcir le calendrier de réalisation des opérations *« au regard de l'obligation législative de démantèlement dans un délai aussi court que possible pour chaque réacteur »*. EDF a confirmé la démarche mise en œuvre de ré-interrogations périodiques du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur. À ce stade, l'absence d'éléments nouveaux n'a pas permis une optimisation de planning.

Les travaux de construction du DIG se sont terminés en fin d'année 2021. Les premiers essais ont été réalisés en septembre 2022 sur le développement des outils qui permettront la « reprise de briques de graphite » dans les réacteurs, et la conception progressive des bras robotisés nécessaires au démantèlement des réacteurs UNGG.

Suite à l'inspection sur « la maturité sur le pilotage des projets complexes » qui s'est terminée en novembre 2020 (démarche exploratoire par une équipe regroupant l'ASN, l'IRSN et la DGEC), les réponses et prises d'engagements d'EDF ont été transmises en mai 2022 à l'ASN.

D'un point de vue réglementaire, le dossier de démantèlement des silos du site de Saint-Laurent a été transmis électroniquement à l'ASN le 30 septembre. Le dépôt des dossiers de démantèlement pour Chinon A2, A1 et des dossiers de modification substantielle des décrets de Chinon A3, Saint-Laurent A, et Bugey 1 a été réalisé le 15 décembre 2022, conformément aux décisions ASN de mars 2020. En parallèle les opérations de démantèlement hors caisson se poursuivent sur l'ensemble des 3 sites.

Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites [3]. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

L'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés [4]. Ainsi des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 [5].

L'audit externe mandaté par la DGEC sur « les charges de démantèlement des installations actuellement à l'arrêt définitif et la prise en charge des déchets radioactifs issus de ces installations » s'est tenu de décembre 2020 à mai 2021, conformément au courrier de prescription reçu le 5 juin 2020 de la DG Trésor et la DGEC. Le périmètre de cet audit concerne les installations historiques arrêtées hors technologie REP, à savoir Superphenix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée le 9 juillet 2021. La lettre de suite de la DGEC a été émise le 22 novembre 2021 et le rapport d'audit a été mis en ligne sur le site du ministère.

Le rapport souligne *« une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement »*, un *« processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine »* et *« une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants »*. Enfin, le rapport confirme que *« les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité »* et leur *« dimensionnement adéquat »* au travers d'une mise à l'épreuve le dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Au-delà de la maîtrise actuelle des processus et des organisations, deux écarts mineurs de faible matérialité ont été signalés (et qui ont été corrigés lors de la révision des devis à fin 2021). Des points de progrès ont été identifiés autour de la planification projet, la mesure du niveau de maturité des projets et le processus de quantification des risques et incertitudes. Ils ne sont pas de nature à remettre en cause l'évaluation prudente des charges de démantèlement et gestion des déchets associées. Le rapport d'audit souligne également un ensemble de bonnes pratiques rarement mises en œuvre dans le cadre de projets de démantèlement.

Le courrier de réponse à cette lettre de suite a été transmise le 21 février 2022, donnant lieu à la mise en place d'un plan d'action relatif aux points de progrès précités.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, se reporter dans la section 2.2.4 au facteur de risque « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet de réacteur EPR [6] de Flamanville 3 d'environ 1 600 MW.

Interfaces avec l'ASN et autorisations administratives

Depuis son dépôt auprès de l'ASN en mars 2015, le dossier de demande de mise en service a fait l'objet de plusieurs actualisations en 2017, 2021 et 2022. Une nouvelle mise à jour est prévue en 2023, avant démarrage, pour tenir compte notamment de l'issue des dernières instructions et demandes de l'ASN.

(1) Décret n° 2000-233 du 19 septembre 2000.
(2) Déposé en 2018.
(3) Voir dans la section 6.1, la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.
(4) Voir dans la section 6.1, la note annexe aux comptes consolidés 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF ».
(5) Voir dans la section 6.1, la note 15.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.
(6) *European Pressurized water Reactor*.

Dans ce cadre, le projet doit être soumis à une évaluation environnementale. Il s'agit d'une nouvelle démarche réglementaire liée à une évolution du Code de l'environnement. L'Autorité environnementale a été saisie par l'ASN début septembre 2021 et a remis son avis le 22 décembre 2021. Elle recommande que le dossier, rédigé à partir d'une étude d'impact environnemental réalisée par EDF, soit complété sur plusieurs points, et notamment qu'il aborde les impacts des phases passées de construction de l'EPR de Flamanville et de la ligne électrique à très haute tension Cotentin Maine. Ces recommandations ont fait l'objet d'échanges avec l'ASN en 2022. Un Mémoire en réponse a été élaboré par EDF et adressé à l'ASN en mars 2022. Il a été complété, à la demande de l'ASN, en novembre 2022.

Le dossier de demande de mise en service intégrant l'étude d'impact d'EDF, l'avis de l'autorité environnementale et le mémoire d'EDF en réponse fera l'objet d'une consultation du public prévue en mai-juin 2023. La décision de l'ASN d'autorisation de mise en service est attendue en décembre 2023.

Le 8 octobre 2020, l'ASN a autorisé, au titre du Code de l'environnement, l'arrivée du combustible nucléaire à Flamanville, après une inspection sur site (les 18 et 19 août 2020) et après consultation du public sur le projet d'autorisation (du 31 août au 21 septembre 2020). Les 245 assemblages de combustibles nécessaires au chargement (241 assemblages pour le premier cœur, 4 assemblages pour la réserve) étaient réceptionnés à la fin du premier semestre 2021. La première inspection réglementaire du combustible (Euratom) a été réalisée fin août 2021. Voir ci-après "le retour d'expérience Taishan".

Le délai maximum de mise en service prévu dans le Décret d'Autorisation de Création a été porté au 11 avril 2024 [1] pour tenir compte de la réparation des soudures du circuit secondaire principal (voir ci-après).

EDF a reçu l'autorisation d'exploiter, au titre du Code de l'énergie, le 30 août 2021 par arrêté délivré par le ministre de la Transition écologique.

Avancement de la réalisation sur site

L'année 2022 a notamment été marquée par les réalisations suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (détail ci-après) ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et nettoyage de la cuve réacteur et essais des commandes de grappes. La cuve est désormais prête pour les opérations de requalification d'ensemble de l'installation en vue de sa mise en service.

À noter également :

- l'audit réalisé en septembre 2022 par l'ANDRA qui a conclu à un niveau de maturité satisfaisant du site en ce qui concerne la prise en compte des déchets radioactifs ;
- la réalisation de la *pre-startup review* (PSUR) de la WANO [2] qui a mis en évidence 9 forces et 4 AFI (*Area For Improvement*) dont deux liées à la conduite, une à la protection incendie et une plus générale sur l'application des référentiels d'exploitation.

Fabrication et qualité des équipements

Cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident [3]. L'ASN a autorisé, le 9 octobre 2018, la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service, et la mise en service du couvercle de cuve en limitant sa durée d'utilisation à fin 2024.

Le projet prépare le remplacement du couvercle de cuve planifié après la mise en service de l'installation. La fabrication d'un nouveau couvercle est en cours dans les usines de Framatome pour une livraison sur site planifiée en 2024. Par conséquent, les coûts engagés pour la fabrication de ce couvercle de substitution ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction.

Framatome a émis, en décembre 2022, une demande de report de la date de remplacement du couvercle à l'issue du 1er cycle de fonctionnement (2e semestre 2025). L'ASN va l'instruire afin de statuer sur les suites à donner.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

EDF a déclaré le 30 novembre 2017 auprès de l'ASN un événement significatif relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine (tuyauterie VVP).

Ce circuit a été conçu et fabriqué selon le principe dit « d'exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits [4]. Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

Le 10 avril 2018, EDF a également déclaré un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal à l'occasion de la visite complète initiale [5]. Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises (en charge de la fabrication du circuit) qui les avait déclarées conformes au fur et à mesure de leur réalisation. EDF a engagé, au deuxième trimestre 2018, un nouveau contrôle de l'ensemble des soudures concernées du circuit secondaire principal.

Soudures de traversée

Pour 8 soudures situées sur les tuyauteries VVP, dites de traversée de l'enceinte du bâtiment réacteur, l'ASN a demandé à EDF, dans un courrier du 19 juin 2019, de les reprendre avant mise en service.

Pour mener les opérations de reprise, EDF a proposé l'utilisation de robots télé opérés conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. L'agrément par l'ASN de ce procédé est intervenu le 19 mars 2021. Les 8 soudures de traversée concernées ont toutes été remises à niveau en 2021. Fin 2022, les traitements thermiques de détensionnement (TTD) et les contrôles finaux des 8 soudures ont été réalisés.

4 soudures de traversée ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) étaient également concernées par des remises à niveau. À fin 2022, ces 4 soudures ont été réparées à l'aide de robots téléopérés [6] et les TTD ainsi que les contrôles finaux ont été réalisés.

Le chantier de remise à niveau des soudures de traversée est terminé. Les opérations de « refermeture » des lignes ARE et VVP (repose des tronçons déposés pour intervenir sur les soudures de traversée) sont en cours.

Autres soudures hors traversée

L'instruction technique de remise à niveau des autres soudures hors traversée, situées sur le circuit secondaire principal, et présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » se poursuit. 45 soudures VVP et 41 soudures ARE étaient concernées par des travaux de reprise qui ont démarré à l'été 2020 et se sont achevés fin 2022. Les contrôles non destructifs ainsi que les TTD sont en cours.

Écarts sur le procédé historique de Traitement Thermique de Détensionnement (TTD) des soudures

Le TTD est une opération de fabrication qui, en plus de conférer à l'assemblage soudé les propriétés mécaniques attendues, vise à réduire les contraintes résiduelles qui se développent au sein d'un matériau lors d'une opération de soudage. Le TTD est réalisé par chauffage du joint soudé pendant une durée définie à une température de l'ordre de 600 °C (+/- 15 °C).

(1) Par décret du 25 mars 2020.
(2) *World Association of Nuclear Operators*.
(3) Avis du 11 octobre 2017.
(4) Dès lors que ces exigences étaient posées, l'hypothèse de rupture des tuyauteries dans la démonstration de sûreté n'avait pas à être étudiée. La démonstration de sûreté justifie que les accidents sont physiquement impossibles ou extrêmement improbables, ou que les conséquences sont limitées dans des conditions économiques acceptables et avec un haut degré de confiance.
(5) La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.
(6) Selon une adaptation du procédé utilisé pour la réparation des traversées VVP.

Fin 2020, Framatome a déclaré à l'ASN un écart sur le procédé de TTD utilisé historiquement sur les soudures du CSP de Flamanville 3. Un procédé dit « optimisé » a alors été développé par Framatome pour garantir le respect de la plage de température requise.

La démonstration de la qualification des procédés de TTD fait l'objet d'une validation par l'ASN sur la base de dossiers justificatifs. Fin 2021, l'ASN a validé cette démonstration de qualification des procédés optimisés de TTD des soudures de traversée VVP ainsi que des soudures hors traversée dites « à géométrie simple ». Le reste des procédés a été validé en 2022.

En 2022, plusieurs aléas ont été rencontrés sur les TTD « à géométrie complexe », principalement liés aux exigences opérationnelles de mise en œuvre. De nouvelles études et des essais ont dû être réalisées nécessitant de la recherche et développement et des itérations pour valider les méthodes de réalisation de ces TTD sur les 15 matériels concernés. À fin 2022, ces TTD sont en phase de réalisation sur le chantier.

Point sur l'instruction technique des CSP

Les derniers sujets techniques en instruction avec l'ASN ont été clôturés en 2022 et le bilan des instructions menées depuis 2019 a été présenté lors de la séance du GP ESPN [1] du 30 novembre 2022. En conclusion, le GP estime qu'EDF a répondu aux recommandations des GP de 2019 et que la situation est redressée. L'ASN confirme cette vision et conclut que, sous réserve de la bonne réalisation des dernières activités sur le chantier (TTD, CND [2]), la démonstration du respect du référentiel d'exclusion de rupture des tuyauteries VVP est acquise.

Autres problématiques techniques (hors circuit secondaire principal)

Circuit primaire principal

EDF a déclaré, le 2 mars 2021, un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de trois piquages [3] sur le circuit primaire principal.

Le 21 juin 2021, EDF a adressé un dossier à l'ASN indiquant qu'il retient la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sur chacun des piquages concernés. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. La conception des CDM a également été instruite par l'IRSN qui a rendu un avis positif le 30 novembre 2022. Les CDM ont été fabriqués entre mi 2021 et mi 2022 et sont en cours d'installation autour des piquages.

L'ASN a rappelé également la nécessité de démontrer la qualité des soudures au regard des exigences qui sont applicables aux équipements sous pression nucléaire (ESPN). Les contrôles radiographiques réalisés entre août et octobre 2021 ont confirmé le bon niveau de qualité de réalisation de ces soudures. Ils ont été complétés par des contrôles par ultrasons au premier semestre 2022 qui se sont avérés également satisfaisants. L'IRSN finalise l'instruction de ces contrôles qui devrait aboutir au premier semestre 2023.

Filtration puisards RIS/EVU [4]

L'EPR de Flamanville est équipé d'un dispositif de recirculation de l'eau du Circuit Primaire Principal en cas de brèche de la tuyauterie. Ce dispositif permet, en cas d'accident, de récupérer l'eau en fond de bâtiment réacteur et de la faire recirculer dans la cuve de manière à refroidir les assemblages de combustibles.

Un problème a été détecté lors d'un essai « sur une boucle d'essai intégrale » durant l'été 2021. Les débris contenus dans l'eau recirculée n'ont pas été filtrés de manière efficace par les filtres situés dans le fond du bâtiment réacteur.

À la suite de ces essais, EDF a remplacé ces filtres, en septembre 2022, en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction de débris potentiels sont quasiment achevés (finalisation prévue au 1er trimestre 2023).

Fin janvier 2023, le dossier complet prenant en compte les conclusions des essais les plus récents de fin 2022 a été communiqué à l'ASN afin de mener à bien l'instruction finale de ce dossier technique. Les conclusions de cette instruction sont attendues pour la fin du premier semestre 2023.

Soupapes du pressuriseur

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et sont désormais installés dans le bâtiment réacteur. Au-delà de cette difficulté, l'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. Les conclusions de cette instruction sont attendues avant la fin du premier semestre 2023.

Retour d'expérience Taishan

EDF a analysé l'impact potentiel sur le démarrage de l'EPR de Flamanville du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n° 1 de la centrale de Taishan (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine ») [5]. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages.

EDF prévoit le remplacement des assemblages combustible potentiellement concernés en périphérie du cœur par 64 nouveaux assemblages qui auront subi un traitement thermique permettant de limiter fortement le risque d'usure, avant le démarrage. L'IRSN a émis un avis favorable sans réserve sur le dossier remis par EDF. L'instruction de cette solution par l'ASN est en cours.

Calendrier de mise en service et coût à terminaison

Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022 [6], EDF a ajusté le calendrier et le coût à terminaison du projet. Le chargement du combustible a été décalé du second trimestre 2023 au premier trimestre 2024. L'estimation du coût à terminaison a été réévaluée de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros [7] hors intérêts intercalaires. Cette actualisation du calendrier est notamment liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir le nouveau procédé de mise en œuvre du TTD.

Les coûts engendrés par des modifications postérieures à la mise en service de la centrale ne sont pas inclus dans le coût de construction du projet.

Pour un détail des investissements relatifs à l'EPR de Flamanville 3, voir la note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022.

Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison reste élevé notamment si de nouveaux sujets techniques émergeaient. Par ailleurs, les délais du chantier induisent un risque de vieillissement des équipements et matériaux. Voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

A - Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR 2 en France

Les travaux menés par EDF et Framatome sur un projet de nouveau modèle d'EPR ont permis de figer, fin 2017, la configuration technique d'un modèle baptisé EPR2 qui pourrait, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française en France et à l'export. EPR2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR tout en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

Suite à la demande du gouvernement à EDF de préparer avec la filière nucléaire, d'ici mi-2021, un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France, EDF a remis à l'État, en mai 2021, la « proposition d'EDF avec la filière nucléaire pour un programme de nouveaux réacteurs en France ». Ce dossier repose sur l'exécution d'un programme de trois paires d'EPR2 successivement à Penly, à Gravelines et sur un troisième site en bord de rivière dans la région Auvergne-Rhône-Alpes (Bugey ou Tricastin), tout en poursuivant l'analyse de faisabilité sur d'autres sites nucléaires.

(1) Groupe permanent d'experts des Équipements Sous Pression Nucléaire (ESPN).
(2) CND = contrôles non destructifs.
(3) Un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal.
(4) RIS = Circuit d'injection de sécurité (permet, en cas d'accident causant une brèche importante au niveau du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans ce circuit). EVU = Circuit d'évacuation ultime de chaleur du bâtiment réacteur en situation d'accident grave (avec fusion du cœur).
(5) Voir communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « EPR de Flamanville : Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(6) Voir communiqué de presse du 16 décembre 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».
(7) En euros 2015.

Le 10 février 2022, à Belfort, lors de son discours sur la stratégie du pays pour atteindre « une énergie sans carbone en 2050 », le Président de la République a exprimé sa volonté de lancer un programme de construction par palier de nouveaux réacteurs nucléaires. Il repose sur la construction de trois paires d'EPR2 et les études de faisabilité pour la construction de huit EPR2 additionnels. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma approprié de financement et, le cas échéant, de régulation est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros. Puis, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'au 31 décembre 2023 et à engager un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

Gouvernance

Conformément aux recommandations formulées par J-M Folz en 2019 [(1)] ainsi que celles de la Cour des comptes dans le rapport sur la filière EPR de l'été 2020, EDF a décidé de renforcer la gouvernance de la conception et construction des EPR2. Ainsi, EDF a notamment mis en place une nouvelle organisation qui sépare la maîtrise d'ouvrage (MOA – la Direction du Programme Nouveau nucléaire France) de la maîtrise d'œuvre (MOE – la Direction du Projet EPR2) au sein de la Direction de l'Ingénierie et des Projets Nouveau nucléaire (DIPNN).

La Direction du Programme Nouveau Nucléaire France (MOA) s'assure de la mise en place d'un cadre juridique, économique et financier adéquat et des bonnes conditions de réalisation du projet. Elle définit les objectifs de coûts, de délais et de performance des projets EPR2 et s'assure de leur respect par la MOE. En cela, la Direction du Programme représente le client interne du projet.

La Direction du Projet EPR2 assure la conception des réacteurs EPR2 et, si la décision finale d'investissement est prise, assurera leur réalisation dans le respect des objectifs de qualité, coûts, délais et sécurité fixés par la Direction du Programme.

Depuis la mise en place effective de cette organisation, les deux directions travaillent en étroite collaboration.

Point d'étape et perspectives

Fin 2021, les études de conception générale développées depuis 2018 ont été finalisées. Cette étape a été précédée par la clôture de l'instruction du Dossier d'Option de Sûreté par l'ASN en 2021 (courriers d'avril et de septembre 2021) ainsi que par la remise à l'ASN du rapport préliminaire de sûreté en février 2021.

Depuis janvier 2022, une nouvelle séquence a été engagée autour de 3 priorités :

- la poursuite des études d'ingénierie en vue du premier béton nucléaire à Penly en Normandie, site retenu pour la construction d'une première paire de réacteurs EPR2 ;
- la contractualisation des 3 paires de réacteurs afin de disposer des retours des études des fournisseurs et leur donner la visibilité nécessaire à l'investissement dans les compétences et l'outil industriel, avec un objectif de 70 % de contrats signés d'ici fin 2024 ;
- la préparation des chantiers, en particulier les autorisations administratives et réglementaires. EDF a saisi le 11 février 2022 la CNDP [(2)] pour le projet de création des 2 réacteurs EPR2 à Penly. Le débat public s'est tenu de fin octobre 2022 à fin février 2023 parallèlement à une concertation sur l'énergie menée par l'État. En conséquence, le planning général vise une Demande d'Autorisation de Création (DAC) et de permis de construire en mai 2023 et un début des travaux sur site en juin 2024.

B – Small Modular reactors (SMR)

Concernant les réacteurs modulaires de petit puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100 % par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

En décembre 2022, une subvention de 50 millions d'euros prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. EDF SA a encaissé cette subvention à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

C – Développements à l'international

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy participe au projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point avec China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet Nuclear New Build assure la maîtrise d'ouvrage du projet. La Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) d'EDF ainsi qu'Edvance [(3)] assurent les études de conception. Framatome assure la fourniture des composants et du contrôle commande.

EDF participe au développement du projet Sizewell C de construction de 2 réacteurs EPR en partenariat avec le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.5).

Par ailleurs, EDF est également actionnaire de Bradwell B à hauteur de 33,5 %, en partenariat avec CGN (voir la section 1.4.5.1.2.5).

Chine (Taishan)

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited). La société exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong (voir la section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »).

Inde

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans ce projet. Le client NPCIL en serait le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA [(4)], EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021. Depuis lors, EDF poursuit ses échanges avec NPCIL afin de converger sur les sujets technico-commerciaux avec l'objectif de signer un accord engageant courant 2023.

Arabie saoudite

EDF participe au processus compétitif initié en Arabie saoudite par K.A. CARE [(5)] et a répondu aux premières phases de consultation. Ce processus vise la remise d'une offre pour la fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de deux réacteurs de type EPR.

(1) Rapport remis en octobre 2019 au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Directeur Général d'EDF.

(2) Commission nationale du débat public.

(3) Edvance est la filiale d'ingénierie commune d'EDF et Framatome, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

(4) *Industrial Way Forward Agreement*.

(5) *King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*.

République tchèque

EDF participe au processus compétitif d'appel d'offres lancé formellement en mars 2022 en République tchèque par l'électricien CEZ, sa société de projet Elektrárna Dukovany II et le gouvernement tchèque. Il porte sur la construction d'une unité de 1 200 MWe sur le site de Dukovany et l'extension potentielle du programme nucléaire à trois unités supplémentaires. EDF a déposé le 30 novembre 2022 son offre engageante conditionnée sur le périmètre des études d'ingénierie, la fourniture d'équipements, la construction et la mise en service d'un réacteur EPR1200 pour le site de Dukovany (tranche 5). L'offre intègre également des propositions indicatives pour une flotte de 3 unités additionnelles [(1)].

L'ASN a par ailleurs rendu un avis, à la demande du gouvernement, sur le dossier d'options de sûreté du projet de réacteur EPR1200 destiné à l'exportation. L'avis de l'ASN sur ces options de sûreté de ce réacteur est globalement similaire à celui qu'elle avait porté en juillet 2019 sur celles du réacteur EPR2, dont il est dérivé. L'ASN note que les objectifs de sûreté, les référentiels utilisés pour la conception et l'architecture des systèmes de sûreté sont repris du modèle de réacteur EPR2 [(2)].

EDF s'est positionné également dans le cadre du processus SMR pour le projet de Temelin et propose son réacteur NUWARD™.

Pologne

En octobre 2021, EDF a remis au gouvernement polonais une offre préliminaire non engageante portant sur un contrat de fourniture des études d'ingénierie, des équipements et la construction de quatre à six réacteurs EPR en Pologne, représentant respectivement une puissance installée totale cible comprise entre 6,6 à 9,9 GWe répartie sur deux à trois sites. Si le gouvernement polonais a choisi de poursuivre des discussions engageantes avec un concurrent pour le premier site, l'offre EDF reste valable pour les autres sites. Cette offre préliminaire couvre tous les paramètres clés d'un tel programme comme la configuration technique des futures centrales, le schéma industriel envisagé, la stratégie de développement de la chaîne d'approvisionnement locale, l'estimation du coût du programme et le calendrier de réalisation associé.

1.4.1.1.3.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

La transformation de l'ingénierie contribue à la stratégie CAP 2030 sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris Framatome.

Ce programme vise un gain de performance significatif de l'ingénierie à travers trois axes :

- optimiser, standardiser les produits, processus, méthodes et outils pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie ;
- une intégration du programme SWITCH (mise en œuvre d'un système d'information intégré, collaboratif, industriel) et des décisions du Plan excell ;
- un fonctionnement en entreprise étendue avec les partenaires et fournisseurs.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome est un acteur clé de l'énergie nucléaire, détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %) et Assystem (5 %).

Il est reconnu pour ses solutions innovantes et ses technologies à forte valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte d'une expertise mondiale, de solides références et de ses 17 000 collaborateurs, l'entreprise conçoit, entretient et installe des composants et des combustibles ainsi que des systèmes de contrôle-commande pour les centrales nucléaires.

En 2022, comme en 2021, Framatome a recruté plus de 1 500 collaborateurs pour maintenir et accroître les compétences.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France, en Allemagne, aux États-Unis et en Chine. L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement dans 20 pays dont l'Afrique du Sud, l'Argentine, la Belgique, le Brésil, la Bulgarie, le Canada, la Corée du Sud, l'Espagne, la Finlande, la Hongrie, le Japon, le Kazakhstan, la République Tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Suède et l'Ukraine.

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste. Elle vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans une logique de filière industrielle.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. Elle intervient sur plus de 300 réacteurs dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présent à chaque étape du processus. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire. Il s'agit notamment des générateurs de vapeur, des pompes, du pressuriseur et de la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont en France, Framatome produit, pour des électriciens du monde entier, les équipements clés de la chaudière nucléaire. Ils sont destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer ceux des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité.

En 2022, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine de Saint-Marcel, spécialisée dans la fabrication de composants lourds. L'usine fournit les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni. Elle fournit également des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Parallèlement, Framatome s'inscrit dans le plan excell du groupe EDF. À ce titre, les usines de composants de Framatome déploient des plans en vue de permettre des fabrications et constructions conformes du premier coup. Des actions sont conduites également en ce sens au sein de la « *supply chain* ». Framatome est également engagé dans un programme de maintien des compétences. Il vise à sécuriser la réalisation des équipements primaires de la chaudière nucléaire (générateurs de vapeur, cuves…). Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités. Cette démarche d'industrialisation s'accompagne de fabrications de composants, parfois par anticipation. L'objectif visé est de garantir la stabilité de la chaîne d'approvisionnement, de maîtriser les délais de fabrication de Framatome et de ses fournisseurs clés et de maintenir les compétences.

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions comportent, en particulier, des systèmes de contrôle-commande de sûreté, des systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire, des solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine et de l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

(1) Voir le communiqué de presse du 1 décembre 2022 « EDF soumet à l'exploitant tchèque ČEZ et sa filiale Elektrárna Dukovany II son offre initiale pour un réacteur EPR1200 à construire sur le site de Dukovany en République Tchèque ».

(2) Avis n° 2022-AV-0413 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 novembre 2022 relatif aux options de sûreté du projet de réacteur EPR1200, rendu en application de l'article L. 592-28-1 du code l'environnement, qui prévoit que l'ASN peut, à la demande du Gouvernement, examiner la conformité des options de sûreté de modèles d'installations nucléaires destinées à l'exportation aux obligations applicables en France au même type d'installation.

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage à la production du zirconium et de ses alliages (un matériau clé dans la production de combustibles) en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires.

L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 réacteurs en exploitation dans le monde.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation.

En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN).

La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés, chaque année, de nombreux essais pour qualifier leurs équipements. Elle les accompagne dans la préparation des études de qualification et dans la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et prolongation de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur plus de 60 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires, de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire.

Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, 1 & 2).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2022

À la suite de la découverte d'un phénomène de corrosion sous contrainte affectant des tronçons de circuit primaire de certains réacteurs d'EDF, Framatome a fortement mobilisé ses ressources d'ingénierie et d'intervention en soutien au parc nucléaire français. De nombreux calculs ont été réalisés pour permettre à l'ASN de se prononcer sur la stratégie proposée par EDF en juillet 2022. Des réparations ont par ailleurs été réalisées par Framatome sur les réacteurs de Bugey 4 et Chooz B1.

Dans le cadre de sa stratégie d'intégration verticale, Framatome a procédé, en mai 2022, à l'acquisition de plusieurs filiales du groupe EFINOR, leader dans les métiers du soudage. Ces sociétés opèrent sur les secteurs de l'énergie nucléaire et navale de défense en France et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, Framatome a renforcé, en juillet 2022, sa capacité à maîtriser les procédés de traitement thermique de détensionnement par l'acquisition de CETh, désormais filiale à 100 % du Groupe. Elle conforte ainsi son expertise sur l'ensemble des opérations associées au soudage.

Framatome a étendu son offre dans le domaine de la cybersécurité en prenant une participation majoritaire dans la société Cyberwatch, un éditeur français de logiciels de sécurité informatique.

Dans la cadre du déploiement des activités de sa marque Framatome Healthcare™, Framatome, a renforcé, via la co-entreprise ISOGEN [1], son partenariat avec Bruce Power et Isotope Technologies Munich (ITM). ISOGEN a annoncé au deuxième semestre 2022 le démarrage de la production commerciale de lutétium-177, un isotope médical utilisé pour les thérapies contre le cancer. Framatome est également entré en 2022 au capital de Global Morpho Pharma pour soutenir le développement de la médecine nucléaire et son engagement dans la lutte contre le cancer.

Framatome Défense™ a renouvelé avec Technicatome les accords de coopération qui les lient depuis 2017, réaffirmant ainsi la volonté de poursuivre leur partenariat dans la conduite de leurs activités industrielles liées à la défense nationale.

Pour assurer la pérennité et le développement des compétences essentielles à la réussite des programmes nucléaires de défense, le CEA, Framatome et Naval Group ont signé, le 23 février, un accord-cadre. Il porte sur des études et des expérimentations sur des matériaux mis en œuvre pour la propulsion nucléaire.

Framatome a largement contribué au plan France Relance. Plusieurs de ses projets innovants ont été lauréats au cours de l'année 2022.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires et sûreté

Installations Nucléaire de Base (INB)

Les deux installations nucléaires de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans (INB n° 63 et INB n° 98) ont été réunies par le décret n° 2021-1782 du 23 décembre 2021. L'installation regroupant ces 2 INB est dénommée INB 63-U : Usine de fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2022 en matière de sûreté nucléaire [2]

Comme en 2021, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère. En 2022, ce site a déclaré 16 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 4 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Un incendie s'est déclenché le 21 septembre 2022 à l'intérieur d'un atelier de Romans contenant de l'uranium, sans conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement.

Les résultats 2022 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site de Romans-sur-Isère [3].

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. Voir dans la section 6.1, la note 17.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Ils constituent ainsi l'une des composantes importantes du mix électrique pour assurer, en temps réel, l'équilibre production/consommation. Ils répondent aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Ils contribuent à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau. Ce rôle devrait aller grandissant avec l'insertion massive de moyens de production intermittents dans les systèmes électriques français et européen.

(1) Créée en association avec KINETRICS.

(2) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les événements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la Filière Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.

(3) Disponible sur le site www.framatome.com.

1.4.1.2.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2022, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant sur le plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2022	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(énergie nette en TWh)* Au 31/12/2022	Au 31/12/2021
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	1,64	3,01
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,68	0,34
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125 – 129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179 – 182	3	542	en 2008 et 2009		
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011	8,92	7,17
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2022

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2022, 3,5 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2022, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 11,24 TWh en 2022 avec un fonctionnement plus élevé qu'en 2021 (10,53 TWh). En 2022, les tranches charbon ont fourni 1,64 TWh, les CCG 8,92 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,68 TWh.

L'enjeu pour ces moyens de production thermiques, sollicités de façon variable tout au long de l'année, est d'assurer une fiabilité et une disponibilité maximales. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. En particulier, les TAC ont été fortement sollicitées et ont affiché un très bon taux de réponse lorsqu'elles ont été appelées à fonctionner.

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc charbon en cours d'adaptation

Entre 2013 et 2015, EDF a procédé à la mise à l'arrêt définitif de dix unités de production charbon. Il a rénové, entre 2014 et 2016, les trois unités de production de technologie plus récente situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 unités) pour améliorer leur fiabilité et leur rendement.

EDF a procédé à l'arrêt définitif de la centrale du Havre au 1er avril 2021. Le dernier bilan prévisionnel de RTE a montré toutefois la nécessité de maintenir la centrale de Cordemais jusqu'en 2024, voire 2026 pour sécuriser l'équilibre offre/demande dans le Grand Ouest.

En 2022, un projet de construction d'une usine de black pellets (dite Ecocombust 2) porté par l'industriel Paprec a été initié dans le cadre de l'Appel à Manifestation d'Intérêt de l'ADEME et sous la coordination du délégué interministériel à l'accompagnement des territoires en transition énergétique. Sans attendre une éventuelle décision d'investissement de l'industriel Paprec dans Ecocombust 2, dans le cadre de la stratégie de décarbonation du groupe EDF, des travaux ont été engagés pour permettre un fonctionnement partiel de Cordemais à la biomasse dès l'hiver 2022-2023.

Émissions du parc thermique

En 2022, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 5,32 millions de tonnes de CO_2 (contre 5,70 millions de tonnes en 2021). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2022 s'élève à 473 g/kWh net (contre 535 g/kWh net en 2021). Cette baisse résulte d'une utilisation moins importante des tranches charbon dans le mix de production thermique d'EDF. Elles ont contribué à près de 15 % de la production du parc thermique en 2022 (contre 29 % en 2021). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2022, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 1,210 kt de SO2, 3,65 kt de NOx et 0,063 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits, par rapport à 2010, de 5 fois pour les NOx, de plus de 25 fois pour le SO_2 et de plus de 27 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par :

- la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes ;
- la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales charbon les plus récentes ;
- l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ;
- la mise en service de cycles combinés au gaz naturel.

À titre d'exemple, les tranches de Cordemais sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote) ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

Plusieurs dispositions du Code de l'énergie prises en application de loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et de la loi du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat modifient le plafond des émissions de gaz à effet de serre pour certaines installations de production d'électricité et prévoient également une obligation de compensation.

Ainsi, pour les installations situées en métropole continentale, produisant de l'électricité à partir de combustibles fossiles et émettant plus de 0,55 tonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure d'électricité produite, l'article D. 311-7-2 du Code de l'énergie définit un plafond dégressif spécifique d'émissions de gaz à effet de serre pour les années 2022, 2023 et 2024.

De plus, conformément à l'article 36 de la loi précitée du 16 août 2022, les exploitants des installations concernées sont soumis, sous peine de sanctions, à une obligation de compensation des émissions de gaz à effet de serre résultant du rehaussement de ce plafond d'émissions et dont les principes sont définis à l'article D. 311-7-3 du Code de l'énergie. Cette compensation permet de financer des projets respectant les principes fixés à l'article L. 229-55 du Code de l'environnement.

Réglementation relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz

En application des dispositions de l'article 26 de loi précitée du 16 août 2022 (codifié à l'article L. 143-6-1 du Code de l'énergie), le ministre chargé de l'énergie peut :

- 1° En cas de menace grave sur la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel au niveau local, national ou européen, ordonner à des exploitants d'installations de production d'électricité utilisant du gaz naturel de restreindre ou de suspendre l'activité de leurs installations ;
- 2° Si, à la menace grave mentionnée au 1°, s'ajoute une menace sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de tout ou partie du territoire national, réquisitionner les services chargés de l'exploitation de certaines de ces installations afin qu'elles fonctionnent uniquement selon les

directives et sous le contrôle de l'opérateur qu'il désigne.

Les activités de production thermiques sont également soumises à d'autres réglementations spécifiques issues de plusieurs directives européennes (directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), directive n° 2016/2284 relative à la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 modifiée relative aux émissions industrielles (directive IED). Certaines de ces directives sont en cours de révision.

Arrêt du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de sa dernière centrale thermique fonctionnant au fioul lourd, à Cordemais, au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service :

- un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod en 2011 ;
- deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013 ;
- un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016, en partenariat avec General Electric.

Cette modernisation du parc thermique permet de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW. Son rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon.

Le CCG de Bouchain présente des caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %). Il démontre également de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015.

Déconstruction des tranches arrêtées du parc thermique

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Des provisions ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites [(1)].

EDF a poursuivi en 2022 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation. Les principaux travaux réalisés ont concerné des opérations de désamiantage sur les tranches retirées d'exploitation de Cordemais et du Havre, et de déconstruction sur le site de Blénod (cheminées).

EDF est par ailleurs attentif à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins. Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols). Elle tient compte des besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités (mise en place de la Cleantech Vallée sur le site d'Aramon par exemple).

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

Les centrales thermiques à flamme sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiées dans le Code de l'environnement. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime de déclaration, d'enregistrement, ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques et des inconvénients qui peuvent être engendrés. Cette réglementation impose notamment, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains ainsi que pour certaines installations la constitution de garanties financières destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture.

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui le leader européen des énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne.

La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également leader dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.1.4 « Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2022 [(1)]

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 527	1 930	534	205	1	240	23 438
Europe hors France	1 173	1 843	129	3			3 148
Amérique	205	4 671	1 608				6 484
Asie	432	875	498	23			1 828
Afrique [(2)]		256	821				
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 337**	**9 574**	**3 591**	**231**	**1**	**240**	**35 974**

(1) Proportionnellement au pourcentage de détention.
(2) Y compris pays du Moyen-Orient.

(1) Voir dans la section 6.1 la note annexe aux comptes 17.1 « Autres provisions pour déconstruction ».

1.4.1.3.1 Production hydroélectrique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydroélectrique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire en France. Cette filière est importante pour le système électrique par sa flexibilité et son apport en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Au périmètre d'EDF, le parc compte 425 centrales à fin 2022, avec un âge moyen de 77 ans [1].

Centrales de production hydroélectrique	31/12/2022	31/12/2021
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,1	20,1
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	32,4	41,8

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20,1 GW [2] soit 23 % de la capacité installée du parc d'EDF. L'énergie productible annuelle s'élève, en moyenne à plus d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydroélectriques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usages de l'eau. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe. Ils offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage *(GW)*	Productible gravitaire moyen sur 60 ans [1] *(TWh)*
Fil de l'eau	3,6	16,4
Lac	8,2	14,2
Éclusées	3,1	7,8
Transfert d'Énergie par Pompage [2]	5,0	1,5
Marémotrice	0,2	0,5

(1) Le productible moyen sur 60 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.
(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydroélectrique

La production d'électricité d'origine hydroélectrique d'EDF en France continentale a été, en 2022, de 32,4 TWh [3]. Elle représente, en 2022, 10,1 % de la production totale d'électricité d'EDF. Ce niveau de production est historiquement bas. Il résulte de l'effet conjugué d'une hydraulicité extrêmement déficitaire tout au long de l'année et d'une gestion prudente du remplissage des retenues pour contribuer aux besoins du système électrique en cas de forte tension de l'équilibre offre-demande.

Au périmètre de la France continentale, EDF a consacré, en 2022, plus de 526 millions d'euros au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Ces centrales représentent plus de 15,5 GW, soit environ 77 % de sa puissance hydraulique installée. Elles sont gérées à distance depuis des centres de téléconduite capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales, EDF surveille, depuis ses centres régionaux d'exploitation, les paramètres physiques des machines (température, vibration, etc.). Cette pratique permet de détecter, au plus tôt, toute dérive et d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2022

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydroélectrique peut varier significativement suivant les années. L'année 2022 se caractérise par une hydraulicité très déficitaire et une très bonne performance de production (disponibilité record des moyens de production à l'entrée de l'hiver). Cette dernière est liée à la mobilisation de l'ensemble des équipes pour assurer la disponibilité et la performance des moyens de production hydraulique dans un contexte de crise énergétique. Une attention particulière a été portée à la disponibilité sur le passage des hivers 2021/2022 et 2022/2023, et au développement de leviers pour offrir le maximum de puissance et d'énergie possible en cas de tension du système électrique sur l'hiver 2022/2023.

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectrique et sur l'adaptation de la téléconduite des centrales.

EDF explore également d'autre pistes de production. Ainsi, en juin 2022, EDF Hydro a annoncé un investissement de 2 millions d'euros dans Sweetch Energy, une start-up spécialiste de l'énergie osmotique, afin de déployer cette technologie à grande échelle en France et à l'international. L'énergie osmotique est générée par la différence de salinité de l'eau douce des rivières et de l'eau salée de la mer lorsqu'elles se rencontrent.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages qui contribuent à la sûreté hydraulique. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation. Elle vise à assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. Il s'agit d'une préoccupation majeure et permanente du producteur.

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydro-guides en période estivale) ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. En France [4], 240 barrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée tous les dix ans et quinze ans respectivement. Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [5]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également dans la section 2.2.4 le facteur de risque « 4E atteinte à la sûreté hydraulique ».

(1) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021.
(2) Hors Outre-mer et Corse.
(3) Hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP).
(4) France Métropolitaine et DROM, filiales à 100 % comprises.
(5) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydroélectrique autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant, ou au concessionnaire, un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté.

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydroélectrique

L'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique, à la fois par le caractère décarboné de sa production, mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage, sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie. L'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires, comme l'a démontré l'étiage sévère intervenu en 2022.

Le renouvellement des concessions

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydroélectriques en France

Les installations hydroélectriques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW).

Le Code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydroélectrique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par le Code de la commande publique.

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydroélectriques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 dudit Code, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession. Cette redevance est versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés.

D'une durée initiale de 75 ans [1], la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans.

En revanche, pour 31 titres de concession échus au 31 décembre 2022, correspondant à une puissance installée de plus de 3 260 MW, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent sous le régime dit des « délais glissants ». La loi prévoit que lorsqu'à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession. Ce régime permet ainsi d'assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif [2].

Dans ce contexte, EDF exploite les installations qui lui sont concédées en alliant amélioration énergétique, prise en compte de la biodiversité et en particulier des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance, et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

La France a reçu deux mises en demeure de la Commission européenne (CE). Dans la première, datée du 22 octobre 2015, la CE considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions des articles 102 et 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui conduirait à renforcer une position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. Par ailleurs, le 7 mars 2019, la CE a adressé à la France une seconde mise en demeure [3]. La CE a invoqué une non-conformité au droit européen de la commande publique dans le cadre du renouvellement des concessions.

Voir également la section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » – facteur de risque 1B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

Le développement du parc

EDF a engagé une dynamique de développement hydroélectrique s'inscrivant pleinement dans les objectifs fixés par la loi [4]. La PPE vise, en France, à l'horizon 2030-2035, une augmentation de 1 GW de la capacité hydroélectrique « gravitaire » et une augmentation de 1,5 GW de la capacité hydroélectrique par des STEP.

Plusieurs leviers permettent de répondre à cette ambition :

- des augmentations de puissance d'ouvrages sous concession [5]. 7 dossiers d'augmentation de puissance ont ainsi été déposés auprès des autorités et sont actuellement en cours d'instruction ;
- le développement de projets de stockage majeurs pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et aux besoins croissants de soutien d'étiage dans un contexte de changement climatique. EDF entend pleinement valoriser cet actif hydroélectrique au travers du Plan stockage en France et à l'international. En particulier, EDF étudie plusieurs projets de STEPs à partir d'ouvrages existants. Il poursuit les études techniques de ces projets avec des phases de reconnaissance géologique sur plusieurs sites prévues en 2023 ;
- le développement de projets hydroélectriques ultramarins afin de répondre aux besoins identifiés dans les PPE des territoires concernés. Ainsi, EDF développe actuellement un projet de STEP marine sur l'île de la Réunion d'une puissance de 50 MW. Il envisage d'effectuer les premières reconnaissances géologiques sur le site identifié en 2023 ;
- la poursuite du turbinage des débits réservés avec de nouveaux projets d'équipements sur le territoire.

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF est soucieux de contribuer au développement durable et partagé des territoires, souvent ruraux, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF fonde sa relation au territoire en agissant en concessionnaire et exploitant responsable de ses ouvrages.

La relation d'EDF aux territoires hydrauliques s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en premier lieu, avec la volonté de maximiser les retombées économiques locales. EDF réalise 67 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité. EDF référence ainsi plus de 1 980 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique. L'empreinte emploi des activités hydroélectriques d'EDF en France métropolitaine est estimée à 4 495 emplois indirects [6]. De plus, EDF a engagé, il y a dix ans, le programme « EDF Une rivière, un territoire ». Co-construit localement avec l'ensemble des acteurs des écosystèmes hydrauliques, il vise à soutenir le développement des vallées. Ce programme de proximité a permis de créer, ou de préserver, plus de 610 emplois par l'octroi de prêts à plus d'une cinquantaine d'entreprises locales. Plus de 725 emplois devraient être créés ou préservés d'ici 2025. Par ailleurs, en 2022, EDF a mis en place un dispositif de prêt de plus petite envergure afin d'accompagner le développement touristique autour des ouvrages hydroélectriques.

(1) Conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.
(2) Article L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie.
(3) Sept autres États membres ont également reçu une mise en demeure (l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne, la Suède, le Portugal et le Royaume-Uni, et deuxième lettre de mise en demeure complémentaire à l'Italie).
(4) Loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.
(5) Conformément à une disposition de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 codifiée à l'article L. 511-6-1 du Code de l'énergie.
(6) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2022 au tissu économique français de 458 millions d'euros et d'un contenu en emploi indirects par million d'euros sur 64 secteurs économiques, basé sur les données économiques de l'Insee.

- Le dialogue permanent avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés, en particulier les usagers de l'eau et les acteurs de l'environnement. Il s'illustré, en 2022, par la concertation sur le franchissement piscicole de Malause sur la Garonne (Tarn-et-Garonne) ou l'inauguration du barrage « Nouveau Poutès » (Haute-Loire). L'été 2022 a démontré également la bonne implantation d'EDF au cœur des territoires au travers du dialogue mené avec l'ensemble des parties prenantes pour faire face à la situation de sécheresse.

La gestion de l'accès à l'eau

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de gestion équilibrée de la ressource en eau

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydroélectriques ainsi qu'au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau.

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de près de 7 milliards de mètres cubes d'eau à leur remplissage nominal. Outre son rôle de producteur hydroélectrique, EDF participe à la gestion durable de la ressource en eau.

EDF soutient les débits de nombreuses rivières l'été au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau : eau potable, irrigation, activités sportives et de loisir en rivière. À titre d'exemple, les retenues du complexe Durance-Verdon et de Saint-Cassien (Alpes-Maritimes) ont joué un rôle fondamental, durant l'été 2022, pour l'irrigation des cultures en Provence. Moyennant une gestion énergétique réduite de ses aménagements dès le mois de mars, EDF a pu préserver des volumes dans ses retenues amont en soutien aux agriculteurs à l'aval. Voir également les sections 3.2.3.3.2.1 « la gestion de l'eau » et 3.2.3.3.2.2 « le respect des engagements ».

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes *via* notamment des conventions avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est, en effet, un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. Il a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des Agences de l'eau pour le compte de l'UFE [1].

1.4.1.3.2 Autres énergies renouvelables

La biomasse et le biogaz

Par le biais de ses participations, le groupe EDF détient des parts en France (notamment via Dalkia) et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible. Il s'engage depuis plusieurs années dans le développement de la méthanisation pour valoriser le biogaz produit, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

L'énergie géothermique

Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'appuie d'une part sur sa filiale Électricité de Strasbourg. Elle opère deux installations industrielles en Alsace, l'une de chaleur sur le site de Rittershoffen, Ecogi, à destination d'un industriel local et l'autre de production d'électricité sur le site de Soultz-sous-Forêts.

D'autre part, Dalkia est spécialisée depuis plus de 40 ans dans la géothermie. Dalkia exploite plusieurs installations en France, en géothermie profonde et en géothermie de surface.

1.4.1.3.3 L'activité d'EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale EDF Renouvelables. L'ensemble des sociétés d'EDF Renouvelables employait 4 514 personnes au 31 décembre 2022 en France et à l'étranger.

EDF Renouvelables s'inscrit dans la dynamique du marché en restant très présent dans l'éolien terrestre tout en accélérant dans les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien maritime.

Il poursuit également son développement dans le secteur du stockage, en cohérence avec le Plan Stockage d'EDF qui vise 10 GW de nouvelles capacités d'ici 2035, dont 4 GW de batteries de grande échelle.

EDF Renouvelables participe également au développement du Groupe dans l'hydrogène bas carbone afin d'atteindre les objectifs du Plan hydrogène visant 3 GW de projets d'hydrogène électrolytique dans le monde d'ici 2030.

Enfin, EDF est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises. Il est présent tant en France (via la filiale EDF ENR) qu'à l'étranger, notamment aux États-Unis, en Chine, au Royaume-Uni et depuis 2021, au Vietnam et en Israël.

EDF Renouvelables s'inscrit dans une dynamique de forte croissance de ses capacités installées (10 % de taux de croissance annuel composé sur les cinq dernières années). Au 31 décembre 2022, il dispose d'une capacité installée brute de 18 536 MW, d'une capacité nette installée de 11 386 MW et de 6 576 MW bruts en cours de construction. Le portefeuille de projets représente 86 GW bruts [2] fin 2022.

Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Il renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie Saoudite ou le Maroc.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables. Il intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, il est actif en amont dans le développement de projets, dans l'ingénierie lors de la construction de centrales électriques, et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites. Selon les cas, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat. À fin 2022, il détient 71 % d'éolien, 28 % de solaire et 1 % de stockage [3] et a engagé un rééquilibrage technologique en accélérant son développement dans le solaire.

Dans le cadre de son modèle d'activité, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS). Elles consistent à céder, tout ou partie, des projets qu'il a construits à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2022 s'est élevée à 881 MW.

(1) UFE : Union Française de l'Électricité.
(2) Y compris stockage.
(3) Valeurs nettes.

1.4.1.3.3.1 Le parc

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

(en MW)

	Au 31/12/2022		Au 31/12/2021	
	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
Afrique du Sud	145	73	145	73
Allemagne	176	174	175	173
Arabie Saoudite	416	149	416	212
Belgique [3]	325	27	325	27
Brésil	709	526	571	480
Canada	607	542	560	506
Chili	175	88	175	88
Chine	905	380	905	380
États-Unis	3 815	3 040	4 016	2 943
France	2 328	1 918	1 808	1 637
Grèce	264	238	264	238
Inde	553	432	364	262
Maroc	87	34	0	0
Mexique	324	162	324	162
Pologne	68	68	68	68
Royaume-Uni [4]	632	181	603	167
Turquie	0	0	0	0
Total éolien [5]	**11 530**	**8 031**	**10 719**	**7 416**
Solaire				
Brésil	399	199	399	199
Canada	61	42	61	42
Chili	261	131	261	131
Chine	137	136	128	123
Égypte	164	80	165	65
Émirats arabes unis	2 440	445	1 065	170
États-Unis	1 280	860	1 005	741
France	508	449	378	320
Grèce	62	57	32	30
Inde	663	328	657	325
Irlande	27	14	0	0
Israël	531	296	427	323
Mexique	120	120	120	120
Royaume-Uni	5	2	5	2
Vietnam	66	34	0	0
Total solaire [5]	**6 722**	**3 194**	**4 703**	**2 591**
Stockage				
Allemagne	2	2	0	0
Chine	10	3	0	0
États-Unis	125	83	55	55
Royaume-Uni	150	76	100	51
Total stockage [5]	**287**	**163**	**155**	**106**
TOTAL [5]	**18 538**	**11 388**	**15 577**	**10 113**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.
(3) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore *exclusivement.*
(4) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Renouvelables UK (les 49 % restants étant détenus par EDF Energy).
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2022, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale et en mise en équivalence, toutes filières et tous pays confondus, a été de 30 TWh. Le facteur de charge, à fin 2022, atteint 33 % dans l'éolien terrestre et 18 % dans le solaire.

1.4.1.3.3.2 Les filières et faits marquants

Pour un détail des activités renouvelables en Italie et de la Belgique, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2 « Italie » et 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».

La filière éolienne

L'éolien terrestre (onshore)

Au cours de l'année 2022, EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre. Il totalise 10 119 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2022. Les mises en service ont atteint, sur l'année 2022, 925 MW bruts. Les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 317 MW bruts au 31 décembre 2022.

France

EDF Renouvelables a poursuivi son développement en mettant en service deux parcs éoliens en 2022 pour un total de 20,8 MW de capacités installées, Varaize (8,8 MW) et Antezant (12 MW). Par ailleurs, près de 13 MW de projets éoliens ont été mis en construction. En 2022, EDF Renouvelables a poursuivi le *repowering* du parc de Tenesa en Corse (11,7 MW).

Il a lancé un financement participatif pour le parc éolien terrestre du Sud-Arrageois (21,6 MW) [1]. Dans le cadre des appels d'offres de la CRE, il a remporté 3 projets éoliens pour un total de 32,4 MW.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a signé les contrats de vente d'électricité (PPA) pour 20 ans des parcs éoliens situés sur les municipalités d'Umsombomvu, de Phezukomoya et de San Kraal, pour un total de 280 MW. Ces projets sont désormais en construction.

Arabie saoudite

EDF Renouvelables, *leader* du consortium avec Masdar et Nesma, a mis en service le parc de Dumat Al Jandal. D'une capacité installée de 416 MW bruts, ce parc éolien est le premier d'Arabie saoudite et le plus puissant du Moyen-Orient. Depuis juillet 2022, le parc produit à plein puissance et fournit plus de 70 000 foyers en électricité d'origine renouvelable.

Brésil

Implanté sur le territoire brésilien depuis 2015, EDF Renouvelables figure parmi les *leaders* du pays dans le secteur des énergies renouvelables. La troisième phase du parc éolien de Ventos da Bahia, dans l'État de Bahia, a été mise en service en 2022. Elle est composée de 33 éoliennes pour une puissance installée de 181,5 MW.

En outre, EDF Renouvelables a lancé la construction de la deuxième phase du parc éolien Serra do Seridó dans l'État de Paraíba, avec 41 turbines totalisant 237 MW. Sa mise en service est prévue en 2024.

La filiale brésilienne est également lauréate du projet éolien de Serra das Alma, à Bahia, dont la construction débutera en 2023.

États-Unis

EDF Renouvelables a mis deux nouveaux parcs éoliens en service au Texas : King Creek 1 et 2 pour un total de 393 MW.

Inde

EDF Renouvelables a remporté un projet éolien de 300 MW, SECI XII, dans l'état du Karnataka.

Maroc

EDF Renouvelables et Mitsui & Co. Ltd., groupe international de trading et d'investissement avec un portefeuille d'activités diversifié, ont finalisé la construction du parc éolien de Taza (87 MW) dans le nord du Maroc. EDF Renouvelables a également lancé le *repowering* de son parc éolien de Koudia, dont la mise en service est prévue en 2024.

Royaume-Uni

Deux projets d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni, le parc éolien de Stranoch à Dumfries et Galloway et le parc éolien de Stornoway sur l'île de Lewis, ont obtenu leur *Contract for Difference* (CfD). Ensemble, ces parcs éoliens terrestres fourniront 300 MW d'électricité bas carbone et seront mis en service respectivement en 2025 et 2027.

L'éolien en mer (offshore)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers près de 19 GW bruts de projets en développement, en construction, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance. EDF Renouvelables est présent en Belgique, au Royaume-Uni, en France, en Irlande et plus récemment en Chine et aux États-Unis. L'entreprise, aux côtés de ses partenaires, construit près de 1,5 GW de projets.

France

EDF Renouvelables est le *leader* de l'éolien en mer avec 4 projets remportés sur 7 dans le cadre d'appels d'offres lancés par l'État français depuis 2011.

- Trois projets ont été remportés en 2012 à savoir les parcs éoliens en mer de Saint-Nazaire, Fécamp, et Courseulles-sur-Mer. Ils totalisent une capacité de près de 1 430 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. Le montage partenarial associe EDF Renouvelables, Enbridge Inc. et wpd pour les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer. Pour le projet de Saint-Nazaire, EDF Renouvelables est associé à Enbridge Inc. La construction du parc éolien de Saint-Nazaire lancée en septembre 2019, s'est poursuivie en 2021 et 2022 avec les travaux en mer. Le premier parc éolien en mer de France a ainsi été mis en service fin novembre 2022 [2].
- Le parc éolien en mer de Fécamp est en cours de construction depuis 2020. La sous-station électrique et les 71 fondations ont été installées en mer durant l'été 2022. Les câbles inter-éoliens sont en cours de pose fin 2022. La première éolienne devrait être posée d'ici le printemps 2023. La mise en service complète du parc est attendue d'ici fin 2023.
- La construction du parc éolien en mer du Calvados, au large de Courseulles-sur-Mer, a été lancée en février 2021. Une commande de pales recyclables a été réalisée pour 10 éoliennes en 2022 [3]. La connexion à terre entre le parc éolien et le réseau électrique est en cours d'achèvement. La mise en service du parc est prévue pour 2025.

EDF Renouvelables mène par ailleurs un projet de parc pilote (Provence Grand Large) en mer Méditerranée basé sur la technologie de l'éolien flottant. Sa construction s'est poursuivie en 2022 avec l'assemblage des flotteurs [4]. L'installation en mer du parc est prévue au premier semestre 2023. La mise en service est attendue fin 2023.

Le projet de Dunkerque d'une capacité installée de près de 600 MW, a été remporté en juin 2019 par un consortium constitué d'EDF Renouvelables et des sociétés Innogy (actuel RWE) et Enbridge. En 2021, suite au retrait de RWE du projet, EDF Renouvelables et Enbridge ont rehaussé leur participation dans le projet et détiennent désormais chacun 50 % des parts. Ce consortium en charge de la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du futur parc et RTE, en charge du raccordement électrique, poursuivent la phase de concertation du projet, dans le prolongement du débat public organisé par la Commission particulière du débat public qui s'est tenu au quatrième trimestre 2020. La mise en service du parc est attendue en 2028.

EDF Renouvelables a été présélectionné pour un projet éolien en mer posé situé en Normandie lancé par le gouvernement en 2021. Il a également été présélectionné pour trois parcs éoliens en mer flottants, l'un dans le Sud de la Bretagne (sélection en 2021) et deux autres au large de la Méditerranée (sélection en 2022).

États-Unis

EDF Renouvelables a constitué fin 2018, avec Shell New Énergies U.S. LLC (Shell), une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC. Elle a pour objet de développer des éoliennes en mer, sur un site au large du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. En juin 2021, la joint-venture a remporté un contrat de vente d'électricité (PPA) pour une capacité de 1,5 GW de capacité à développer. En juillet 2022, la joint-venture a remporté une nouvelle zone maritime au large de l'état de New York dans le cadre d'une vente aux enchères de l'État fédéral pour y développer 1,5 GW de projet [5].

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 22 juin 2022 « EDF Renouvelables et Lendosphere lancent une campagne de financement participatif pour le projet éolien du Sud-Arrageois, dans le Pas-de-Calais – EDF Renouvelables » (edf-renouvelables.com).

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 23 novembre 2022 « Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France ».

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 29 août 2022 « Des pales recyclables pour le parc éolien en mer du Calvados, une première en France ».

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 17 mai 2022 « EDF Renouvelables et Enbridge Eolien France 2 poursuivent la construction du projet pilote Provence Grand Large et confirment leur ambition dans l'éolien flottant ».

(5) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 1er mars 2022 « EDF remporte une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer ».

Royaume-Uni

EDF Renouvelables a poursuivi en 2022 la construction du parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » en partenariat avec la compagnie d'électricité irlandaise ESB. Ce projet de 450 MW est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse. Sa mise en service est prévue en 2024.

La filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a accéléré son développement dans le solaire photovoltaïque. À fin 2022, la capacité solaire installée s'élève à 6 722 MWc bruts (3 194 MWc nets), en augmentation de 603 MWc nets, soit + 23 %, par rapport à fin 2021.

EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 3 526 MWc bruts.

France

EDF Renouvelables a structuré sa démarche afin de contribuer au Plan solaire lancé par le Groupe en décembre 2017. EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché. Elle repose sur un modèle intégré allant du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la R&D d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés ». Il s'agit de friches industrielles, de sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières. Ces sites peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques. L'entreprise cherche également à développer des projets solaires agrivoltaïques.

EDF Renouvelables a mis en service 17 centrales solaires en 2022 pour un total de 134,7 MW et a lancé la construction de centrales solaires pour 264 MW nets de capacités. Son portefeuille de projets solaires en France comprend 570 MWc de projets autorisés à fin 2022.

EDF Renouvelables a remporté un total de 141 MWc de capacité solaire au sol dans le cadre de l'appel d'offres de la CRE de 2022.

L'innovation vient également en soutien du développement du solaire photovoltaïque avec :

- l'agrivoltaïsme : à savoir le développement d'installations de production d'énergie solaire au-dessus de certaines productions agricoles. EDF Renouvelables a lancé en 2022 un projet pilote, Vitisolar, au-dessus de vignes [(1)] près de Bordeaux ;
- le solaire flottant : le chantier de Lazer, la première centrale photovoltaïque flottante du groupe EDF en France située dans les Hautes Alpes, est en cours de finalisation. D'une puissance de 20 MWc, la centrale sera installée sur une retenue hydroélectrique couvrant les trois quarts de la surface totale du plan d'eau. Sa mise en service est attendue en 2023 ;
- le solaire au sol en autoconsommation pour accompagner les entreprises industrielles dans la consommation d'énergie décarbonée. EDF Renouvelables a lancé, en 2022, sa première centrale solaire au sol en autoconsommation pour alimenter en électricité une partie de l'usine Sanofi d'Aramon dans le Gard [(2)].

Certains projets font l'objet d'une campagne de financement participatif qui permet d'associer des habitants de la région au financement des projets concernés. C'est le cas de 19 centrales en 2022.

Afrique du Sud

EDF Renouvelables a signé un accord avec le groupe Anglo American pour créer leur joint-venture Envusa Energy, et lancer un pipeline de plus de 600 MW de projets éoliens et solaires dont la construction devrait débuter en 2023 [(3)]. D'ici 2030, Envusa Energy vise une capacité installée comprise entre 3 et 5 GW.

Arabie saoudite

South Jeddah, d'une capacité de 300 MW, est le premier projet solaire d'EDF Renouvelables en Arabie saoudite. L'avancement de l'installation des panneaux a atteint 68 % et le projet a déjà produit son premier MWh. Le projet sera entièrement construit au deuxième trimestre 2023.

États-Unis

Après avoir mis en service en 2021 les centrales solaires de Maverick 6 et 7 en Californie pour un total de près de 310 MW, EDF Renouvelables Amérique du Nord a mis en service en 2022 les centrales d'Arrow Canyon (275 MW) et de Holliday Creek (117 MW).

La construction des centrales solaires de Fox Squirrel (753 MW) et Desert Quartzite (377 MW) a également été lancée en 2022 pour un total de plus de 1 GW. Enfin, EDF Renouvelables et Ameren Missouri ont annoncé avoir conclu un accord pour le projet solaire Huck Finn d'une capacité installée de 200 MW dont la mise en service est prévue en 2024.

Émirats arabes unis

Le consortium constitué d'EDF Renouvelables et du chinois Jinko Power Technologie Co. Ltd. poursuit la construction du projet photovoltaïque d'Al Dhafra dont la mise en service est attendue en 2023. La future centrale solaire sera implantée à 35 kilomètres au sud d'Abu Dhabi. D'une capacité installée de 2 GW, elle représente l'un des plus puissants projets solaires au monde. Elle alimentera en électricité l'équivalent de 160 000 foyers locaux chaque année.

Inde

EDF Renouvelables développe son activité solaire au travers d'EDEN Renewables India, la filiale commune créée à cet effet en 2016 avec Total EREN [(4)]. EDEN finalise la construction de la centrale photovoltaïque de SECI III (450 MW) au Rajasthan dans le nord de l'Inde.

Vietnam

EDF Renouvelables est entré au capital de SkyX Energy, une entreprise développant du solaire en toiture au Vietnam.

Israël

En 2021, EDF Renouvelables a été lauréat d'un appel à candidatures de la municipalité de Netanya pour développer du solaire en toiture. En 2022, 22 projets ont été connectés au réseau et 26 projets sont en cours de construction. Au total, d'ici 2024, 50 MW seront connectés.

Plus largement, en 2022, EDF Renouvelables a mis en service 10 centrales solaires en Israël pour un total de plus de 100 MW, dont trois centrales solaires flottantes. Deux centrales solaires dont une flottante (Burgata), en construction, doivent être mises en service en 2023 [(5)].

Royaume-Uni

Le parc solaire de Sutton Bridge, d'une capacité de 49,9 MW, est en cours de construction. Il s'agit du premier grand projet solaire d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni [(6)]. La filiale a également signé un accord avec Network Rail pour le développement du parc solaire Bloy's Grove dans le Norfolk d'une capacité de 49,9 MW. Il couvrira environ 15 % de la consommation annuelle en énergie de Network Rail. Ce projet s'inscrit dans le cadre du partenariat existant entre Network Rail et le groupe EDF au Royaume-Uni pour l'approvisionnement en énergie de traction.

L'exploitation et maintenance

EDF Renouvelables, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs éoliens ou solaires du groupe EDF, est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 17,4 GW à fin décembre 2022 avec plus de 1 000 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur neuf pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance en Amérique du Nord où il gère plus de 13 GW. Ses positions en Europe et dans le reste du monde dépassent les 4 GW à fin 2022.

Cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie, au cas par cas, en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les fournisseurs, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

(1) Voir le communiqué de presse du 21 février 2022 « Le groupe EDF et ses partenaires lancent Vitisolar : Un projet expérimental d'agrivoltaïsme sur vignes près de Bordeaux ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 18 mars 2022 : « Anglo American s'associe avec EDF Renouvelables pour approvisionner en électricité 100 % renouvelable ses opérations en Afrique du Sud ».
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 19 avril 2022 : « EDF Renouvelables lance la construction d'une centrale photovoltaïque au sol en autoconsommation qui alimentera l'usine Sanofi d'Aramon » (Gard).
(4) Anciennement dénommé EREN Renewable Energy.
(5) Voir le communiqué d'EDF Renouvelables du 8 juin 2022 « EDF Renouvelables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël.
(6) Voir le communiqué de presse d'EDF Renewables du 28 avril 2022 « *Construction begins on solar farm at Sutton Bridge* » (edf-re.uk).

Dans ce but, EDF Renouvelables s'est doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (*e-Diagnostic Center*). Il s'appuie sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs. Il est constitué de deux centres de supervision en temps réel situés en France (Colombiers) et en Californie (San Diego).

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : en Belgique, en Grèce, au Royaume-Uni, et en France. Ces entités d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires. En 2022, EDF Renouvelables a ouvert son second centre d'exploitation et de maintenance éolien en mer en France à Fécamp (le premier à Saint-Nazaire a été inauguré en 2021). Une centaine de techniciens de maintenance y travailleront en 2023 pour exploiter le futur parc éolien en mer de Fécamp.

En novembre 2022, EDF Renouvelables a cédé sa filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer en Allemagne, Offshore Wind Solutions GmbH (OWS), à Emden.

La filière des énergies réparties

France

EDF ENR intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée. EDF ENR assure la conception, le développement, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture ou sur ombrières de parking. Filiale à 100 % du Groupe, la société commercialise en France et sur les territoires d'Outre-Mer, au travers de sa filiale Sunzil, des offres solaires photovoltaïques destinées aux clients particuliers, professionnels ou collectivités. Avec plus de 60 000 installations réalisées, EDF ENR occupe aujourd'hui une position de *leader*. Sur le marché résidentiel, elle réalise près de 25 % de l'ensemble des installations en autoconsommation en France. Sur le marché des professionnels, l'offre s'intègre au catalogue « EDF Solutions Énergétiques ».

Par ailleurs, EDF Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt) qui conçoit et fabrique des modules photovoltaïques. Elle s'appuie sur la technologie du silicium cristallin *monolike* pour différents types d'application (de l'équipement résidentiel aux centrales au sol). Photowatt déploie un modèle industriel centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. Par ailleurs, Photowatt se concentre sur ses activités de R&D, en lien avec la R&D du groupe EDF et des centres de recherche comme l'INES ou l'Institut Photovoltaïque de l'Île-de-France.

États-Unis

EDF Renouvelables mène une stratégie de croissance aux États-Unis sur le marché de l'énergie décentralisée. Depuis 2016, plusieurs acquisitions et partenariats ont permis de développer cette activité (acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar) et partenariat en 2018 avec EnterSolar).

En 2019, EDF Renouvelables en Amérique du Nord a acquis PowerFlex Systems en vue d'accélérer le déploiement à grande échelle des infrastructures pour véhicules électriques aux États-Unis. PowerFlex est une société pionnière dans le domaine des technologies de recharge basée à Los Altos en Californie.

EDF Renouvelables en Amérique du Nord a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar. Il est entré au capital de la société à hauteur de 50 %. En 2021, il a acquis les 50 % restants d'EnterSolar et a regroupé toutes les activités décentralisées « derrière le compteur » sous la marque PowerFlex. Le regroupement des solutions énergétiques pour les entreprises et les industries permet à PowerFlex de proposer aux clients un ensemble autonome ou groupé, de solutions solaires sur site, de stockage sur batteries, de recharge de véhicules électriques, de microréseaux et de systèmes de gestion de l'énergie.

En décembre 2022, PowerFlex a annoncé un investissement de 100 millions de dollars de la part de Manulife Investment Management, entrant au Conseil d'administration en tant qu'actionnaire minoritaire [1]. PowerFlex est aujourd'hui l'un des plus grands développeurs et installateurs de solaire commercial aux États-Unis, avec plus de 400 MW mis en service. La société a déployé et exploite près de 10 000 chargeurs.

La filière stockage

EDF Renouvelables contribue au Plan Stockage lancé par le Groupe en 2018. Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batteries, alliée à un système de pilotage intelligent, contribue à lisser la production du réseau électrique national. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, en France et en Afrique du Sud.

EDF Renouvelables a également lancé une nouvelle activité « microgrid » avec des projets solaires équipés d'un système de stockage par batteries et connectés à un réseau local d'une zone reculée (zones désertiques, insulaires).

Afrique du Sud

En septembre 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Perpetua Holding ont remporté un projet innovant en Afrique du Sud. Il associe les technologies solaire, éolienne et de stockage par batteries. Ce projet appelé Umoyilanga se compose d'un parc éolien de 77 MW et d'une centrale solaire de 138 MW, chacun étant équipé d'un système de batteries.

États-Unis

EDF Renouvelables développe et construit des systèmes de stockage rattachés à des projets solaires.

En 2022, EDF Renouvelables en Amérique du Nord a mis en service 2 systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) en 2022 : Maverick 6 (50 MW) et Big Beau (40 MW). Au total, la filiale comptabilise 3 projets installés pour un total de 125 MW.

En juin 2021, EDF Renouvelables en Amérique du Nord a remporté 3 contrats à long terme de la part de l'Autorité de recherche et de développement énergétique de l'État de New York (NYSERDA) pour 3 projets solaires. Ces projets solaires et de stockage représentent une capacité cumulée d'un gigawatt (GW).

Royaume-Uni

EDF Renouvelables, *via* sa start-up Pivot Power [2], a ouvert en juillet 2022 le centre de recharge de véhicules électriques le plus puissant d'Europe, l'Energy Superhub Oxford. Le projet fait partie d'un réseau national d'Energy Superhubs développé par Pivot Power qui combine des batteries connectées au réseau de transport et une infrastructure électrique pour la recharge des véhicules électriques. L'objectif est de favoriser les énergies renouvelables et d'accélérer la décarbonisation des transports. Dans un premier temps, le centre offrira une recharge rapide pour 42 véhicules.

EDF Renewables UK a commencé en août 2022 la construction d'un nouveau site de batteries de 50 MW/100 MWh sur le site d'Energy Superhub Coventry, capable d'alimenter 100 000 foyers en énergie pendant deux heures. La batterie devrait être opérationnelle en 2023.

Pivot Power, filiale d'EDF Renouvelables, a obtenu en mars 2022 les autorisations pour deux nouvelles installations de stockage par batteries à Sundon (Luton) et à Indian Queens dans les Cornouailles. La construction de l'installation de stockage par batteries lithium-ion de 50 MW/100 MWh à Sundon devrait commencer début 2023 pour une connexion au réseau d'ici la fin de l'année [3].

(1) Voir le communiqué de presse de Powerflex du 13 décembre 2022 « *PowerFlex Receives a $100M Investment From Manulife Investment Management* » (Powerflex.com).

(2) Aux côtés du conseil municipal d'Oxford, de Fastned, de Tesla Superchargers et de Wenea.

(3) Voir le communiqué de presse du 17 mars 2022 « *Pivot Power announces planning approval for two new battery storage sites in Luton and Cornwall to supercharge a smarter energy grid* ».

1.4.2 Activités de commercialisation en France

Au-delà de ses offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant une large gamme d'offres de services et de solutions énergétiques. EDF souhaite être le partenaire de confiance des clients en pratiquant un marketing responsable et en proposant des offres simples et lisibles.

29,1 millions
DE SITES CLIENTS EN FRANCE (1)

231,6 TWh
VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN 2022 (2)

40,5 TWh
VENTES DE GAZ EN 2022 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 26,7 millions en électricité et 2,4 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution) + Électricité de Strasbourg.
(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale. Chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité, de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours, en 2022, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH.

Au guichet de novembre 2021 la demande des fournisseurs alternatifs pour livraison en 2022 a atteint 160,33 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh. Le 13 janvier 2022, compte tenu du contexte de hausse des prix de l'électricité, le gouvernement français a annoncé une attribution supplémentaire à titre exceptionnel de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, à un prix de 46,2 €/MWh.

Au guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs alternatifs a atteint 148,30 TWh pour les livraisons d'ARENH en 2023.

En 2022, certains fournisseurs alternatifs ont quitté le marché volontairement ou ont réduit leur offre commerciale, d'autres ont fait l'objet d'une liquidation judiciaire. Dans ce contexte, EDF a repris des parts de marché, dans tous les segments de clients.

Voir la section 1.4.3.3 « Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) », ainsi que le risque 1A des « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » de la section 2.2.1 « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH ».

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie – CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire). La CRE propose en particulier :

- aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le prix de l'ARENH, après publication du décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH.

Par ailleurs, il lui appartient de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession aux Entreprises Locales de Distribution.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend aussi des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanctions exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun et de règles relatives au mandat et à la déontologie de leurs membres ainsi qu'au fonctionnement, à l'organisation et au contrôle parlementaire de ces autorités.

1.4.2.1.2 Les contrats aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire et les mouvements tarifaires de l'année des TRV d'électricité en France (anciennement « tarifs bleus »), voir la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 à la section 6.1.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi énergie climat, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1er janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux TRV, supprimés au 31 décembre 2015 ;
- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation : ces clients ont droit aux TRV pour leur(s) site(s) d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA : seuls les consommateurs ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, un total de recettes ou de bilan inférieur à 2 millions d'euros, peuvent continuer à bénéficier des TRV au-delà du 31 décembre 2020. Les consommateurs n'entrant pas dans cette catégorie ont perdu le bénéfice du tarif réglementé au 31 décembre 2020 conformément aux dispositions de la loi énergie climat ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux TRV.

Cadre réglementaire

Tarifs bleus – mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité

En France, les clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le fournisseur de leur choix. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit, ce faisant, des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients ainsi que leur satisfaction. L'objectif est de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue.

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

La Direction Commerce d'EDF regroupe l'ensemble des activités de vente d'électricité, de gaz et de services associés en France métropolitaine continentale. Elle assure également toutes les activités de gestion clientèle, notamment la gestion des demandes clients arrivant par tous les canaux (téléphone, courriel…), la gestion des réclamations, la facturation et le recouvrement. Ces activités concernent tous les segments de clients : particuliers, professionnels, entreprises et collectivités. Pour les plus grands clients (industriels et tertiaires), les prestations de services énergétiques sont commercialisées et réalisées principalement par Dalkia, filiale d'EDF.

Pour réaliser ses activités, la Direction Commerce s'appuie sur des fondamentaux reconnus :

- la confiance de ses clients qu'elle cherche toujours à renforcer ;
- la présence territoriale au travers de ses 6 200 conseillers clientèle, tous basés en France, de ses 8 Directions Commerciales Régionales et de la Direction Grands Comptes ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenu, en 2021, le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » mise en place par l'Association Française de la Relation Client (AFRC) et l'Association Pro France. Cette certification reconnaît les entreprises françaises qui font le choix d'implanter l'intégralité de leur service client en France et qui s'engagent dans les territoires au travers d'actions dans les domaines de l'insertion locale, de la formation et de l'inclusion.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

La satisfaction comme la confiance des clients particuliers sont une priorité pour EDF. Environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF. EDF compte parmi les entreprises préférées des Français. Les baromètres d'image montrent que 2 clients sur 3 font confiance à EDF pour les accompagner dans la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie publié en mai 2022, EDF présente un des plus faibles taux de litiges. L'expérience client offerte est à la fois humaine (*via* ses conseillers tous basés en France et joignables par téléphone et t'chat) et numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux…).

La fourniture d'énergies

La fourniture d'électricité

EDF fournit de l'électricité au TRV et propose aussi une gamme complète d'offres de marché en électricité, adaptées aux attentes et profils de consommation des clients. Cette gamme est structurée autour de deux types d'offres :

- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional »). En 2022, l'offre « Vert Électrique Régional » a été enrichie en accueillant deux nouvelles régions : Grand-Est et Auvergne-Rhône-Alpes. Cette offre a également obtenu la confirmation du label « VertVolt Choix Engagé » de l'ADEME suite à un audit de l'AFNOR ;
- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end » et « Zen Week-end Plus »).

La fourniture de gaz

EDF propose une gamme d'offres de marché en gaz. EDF accompagne ses clients dans la maîtrise et la réduction de leurs consommations et donc des émissions en CO_2. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh [1] fixe pendant quatre ans. L'offre « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », intègre une compensation carbone partielle. L'offre « Avantage Gaz Connecté » donne aux clients la possibilité de piloter leur chauffage à distance grâce à l'achat d'un thermostat connecté. Une nouvelle offre, « Avantage Gaz Optimisé », indexée sur le Tarif Réglementé du Gaz, a été lancée pour permettre aux clients de bénéficier du bouclier tarifaire.

EDF, avec l'appui de ses filiales, notamment IZI Solutions et IZI Confort, promeut l'installation de pompes à chaleur, en remplacement des chaudières gaz, permettant d'assurer l'électrification des usages en cohérence avec sa raison d'être.

Les fonctionnalités et les services

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients pour qu'ils puissent suivre, comprendre et ainsi réduire leurs consommations d'énergie dans la durée. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi » [2]. Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur outil de suivi de consommation peuvent ainsi réaliser en

(1) Hors taxe.
(2) Disponibles via l'espace client sur le site et l'application « EDF et Moi ».

moyenne 10 % d'économies sur leurs factures [1]. L'application « EDF & Moi » rencontre un succès croissant, avec 170 millions de visites sur l'année 2022.

En 2022, EDF a relancé sa gamme de services d'assistance, en partenariat avec AXA. Nommée « Assistance Dépannage », elle est déclinée en cinq forfaits pour bénéficier d'un dépannage rapide. EDF commercialise également, en partenariat avec AXA, une offre d'assurance facture. Cette offre a été repositionnée et enrichie en 2021 avec « Assurénergie+ ». En cas d'accident de la vie, le client reçoit une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie lors de la souscription, pendant un an maximum et dans la limite des plafonds contractuels. En complément, il bénéficie de services d'aide à la personne adaptés à la situation pour faciliter le quotidien.

Lancée par EDF en 2019, la plateforme de services de proximité « IZI by EDF » s'est affirmée comme acteur de la rénovation énergétique et de la mobilité électrique. Voir la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de services du groupe EDF » – « IZI by EDF ».

Dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce Chauffage » [2], EDF a lancé son offre « Mon chauffage Durable » dès janvier 2019. L'offre permet de remplacer un moyen de chauffage vieillissant et émetteur de CO_2 par un chauffage performant, comme la pompe à chaleur. Depuis mars 2022, EDF propose également, via ses partenaires, un nouveau coup de pouce pour la rénovation globale. Cette offre accompagne les ménages vers la rénovation énergétique de leur logement dans sa globalité en privilégiant la réalisation coordonnée d'un bouquet de travaux plutôt qu'une succession d'opérations individuelles.

Depuis 2020, EDF met à disposition de ses clients un assistant déménagement, « Check ». Proposé sous forme de *webapp*, Check fait bénéficier ses utilisateurs d'une *check-list* personnalisée pour ne rien oublier et déménager sereinement. Les clients ayant souscrit un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux.

EDF investit dans l'*open innovation* avec « EDF Pulse & You », une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les start-up. Cette plateforme permet notamment de co-construire des solutions autour des objets connectés, d'améliorer des interfaces d'applications ou d'accélérer l'acceptabilité sociale autour des mobilités douces.

Afin de démocratiser l'accès au *crowdfunding* [3], EDF a lancé, en 2021, un portail web dédié aux investissements participatifs pour la transition énergétique soutenus par le Groupe en France, en partenariat avec des opérateurs de *crowdfunding* agréés. Il est accessible à partir de la plateforme « EDF Pulse & You ».

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Cadre réglementaire

Mis en place en 2006, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2022 avec la mise en place de la cinquième période du dispositif après une quatrième période (2018-2021) qui visait une obligation totale de 2 133 TWhcumac.

La cinquième période des CEE (qui courra de 2022 à 2025) accroît l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, contrôles des opérations avant dépôt, accent mis sur la rénovation globale des logements, renforcement des programmes nationaux CEE), renforce ce dernier en faveur des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) tout en accentuant l'effort pour les fournisseurs d'énergies carbonées. L'obligation nationale est fixée à 2 500 TWhcumac pour la période dont 730 TWhcumac d'obligation « précarité », cette dernière étant en hausse significative par rapport à celle de la quatrième période.

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux Certificats d'Économie d'Énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie. Elle promeut notamment la rénovation énergétique de l'habitat via ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, via le site www.prime-energie.edf.fr, tous les particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile [4].

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF qui mène, depuis près de 30 ans, une politique dédiée aux clients démunis. Ainsi, EDF s'est engagé, fin 2021, à accompagner ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année. Avec cette mesure, EDF va plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale [5] en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure ne s'applique pas en cas d'impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Voir la section 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale ».

La sobriété énergétique

Dès l'été 2022, le contexte énergétique de la France a amené le gouvernement à solliciter les différents énergéticiens pour mettre en place des actions afin de déployer une politique de sobriété énergétique. Cette politique s'inscrit en parfaite cohérence avec la raison d'être d'EDF. Ainsi EDF a assuré la mise en place d'un plan sobriété d'envergure, présenté en conférence de presse le 10 octobre 2022. Il s'articule autour de 3 axes pour le marché résidentiel :

- lancer dès la rentrée des campagnes relationnelles et publicitaires reposant sur une politique de sensibilisation autour de 3 gestes utiles : « je baisse, j'éteins, je décale » [6] ;
- relancer les offres d'effacement et accroître le nombre de clients disposant de l'option TEMPO du TRV ;
- accompagner et aider les clients à consommer moins et mieux.

EDF a adressé plus de 50 millions de mails et courriers sur la fin d'année 2022 générant une forte hausse des sollicitations de la part de ses clients. Près de 1 500 conseillers ont été spécifiquement formés sur ces sujets, notamment sur TEMPO, pour accompagner et répondre à leurs demandes.

EDF souhaite ancrer durablement la sobriété dans le quotidien de ses clients et a ainsi développé de nouveaux dispositifs et offres, comme l'éco challenge pour ses clients en offres de marché [7]. Ce challenge, lancé en décembre 2022, invite les clients inscrits à s'engager dans une démarche de maîtrise de leur consommation. Ceux qui auront réduit de 10 % leur consommation d'électricité sur la période hivernale 22-23 par rapport à l'hiver précédent seront récompensés avec une carte cadeau éco-responsable ou pourront offrir leur récompense à la Fondation Abbé Pierre, avec un abondement à 100 % par EDF.

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone. EDF propose une large gamme d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services.

(1) Enquête interne R&D EDF.
(2) Lancé par le gouvernement le 14 janvier 2019.
(3) Investissement participatif.
(4) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs requis.
(5) Pendant la période de trêve hivernale, du 1er novembre au 31 mars, les fournisseurs d'électricité ne peuvent procéder, dans une résidence principale, à l'interruption de la fourniture d'électricité pour non-paiement des factures (article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles et décret n° 2014-274 du 27 février 2014 modifiant le décret n° 2008-780 du 13 août 2008).
(6) https://particulier.edf.fr/fr/accueil/economies-energie/gestes-utiles.html
(7) Voir le communiqué de presse du 13 décembre 2022 « EDF lance un challenge sobriété énergétique pour ses clients particuliers en offre de marché ».

Les offres d'EDF

EDF propose des contrats simples de fourniture d'électricité et de gaz associés à des services de gestion et des conseils sur les éco-gestes. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible de personnaliser leur contrat (durée, prix fixe ou indexé) en fonction de leurs attentes et de la visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF accompagne les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées et une valorisation de leur capacité d'effacement le cas échéant.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations et les déplacer vers les heures de moindre tension du système électrique. Il propose, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver. Pour les clients professionnels, EDF propose notamment une offre innovante à prix réduits le soir après 20 heures, ainsi que les week-ends et jours fériés.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises. Il s'agit par exemple du suivi en ligne des consommations, de la dématérialisation des factures, de l'assistance-dépannage et de conseils (participation à la sobriété énergétique, optimisation de la puissance souscrite, audits et conseils énergétiques, aide à la mise en œuvre de la certification ISO 50001, etc.). Ces offres s'adressent notamment aux clients souhaitant s'engager dans un système de management de l'énergie.

En complément, EDF propose des offres autour du génie électrique visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients.

EDF a mis en place des offres de service qui accompagnent les clients dans l'optimisation de leurs factures, l'efficacité énergétique et dans leurs objectifs de décarbonation. En particulier :

- EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, une option qui garantit qu'une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à un pourcentage de leur consommation est injectée sur le réseau. EDF facilite la communication de ses clients sur leur engagement dans la transition énergétique ;
- EDF développe, à destination de ses plus grands clients, avec sa filiale Agregio, des solutions de type PPA (*Power Purchase Agreement*) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable ;
- EDF propose des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées selon le besoin d'électricité. Elles sont complétées par une palette de services associés tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec sa filiale EDF ENR. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs des offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil. Elles leur permettent de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et, le cas échéant, au pilotage de leur consommation. Par ailleurs, EDF innove en expérimentant des services et dispositifs techniques destinés à faciliter l'organisation et la gestion d'opérations d'autoconsommation collectives.

EDF accompagne ses clients dans leurs projets de mobilité électrique en lien avec sa filiale IZIVIA. Elle propose des conseils d'aide au dimensionnement des installations de bornes électriques de recharge et des services associés. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des leaders du secteur automobile.

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

EDF encourage ses clients industriels, tertiaires et collectivités à faire des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux :

- d'efficacité énergétique et de décarbonation sur les process industriels ;
- de rénovation, d'isolation ou de pilotage des systèmes énergétiques des bâtiments collectifs et tertiaires.

EDF participe à la lutte contre la précarité en accompagnant les bailleurs sociaux dans la rénovation de leur parc immobilier et la diffusion des éco-gestes auprès de leurs locataires.

Par ailleurs, au travers des financements de programmes CEE, EDF participe notamment à :

- la sensibilisation des plus jeunes à la transition écologique ou à l'éco-mobilité ;
- l'information, la formation et au développement de l'innovation en faveur de la maîtrise de la demande énergétique auprès des industriels ou des PME.

EDF contribue également par le biais des programmes au fonds de garantie pour la rénovation énergétique [(1)].

(1) Mentionné à l'article L. 312-7 du code de la construction et de l'habitation.

La satisfaction clients

Depuis de nombreuses années, EDF place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, EDF a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

Des dispositifs de mesure de la satisfaction sont mis en place aux différentes étapes de la relation avec les clients mais aussi auprès des clients qui n'ont pas sollicité EDF. Le but est de mesurer leurs attentes dans les domaines de la fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement, afin de mettre en place des plans d'actions lorsque cela est nécessaire. Ces démarches ont abouti à une augmentation significative de la satisfaction des clients sur quasiment tous les segments dans les 5 dernières années.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

En matière de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports). Le groupe EDF agit dans les domaines suivants :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan Climat Air Énergie Territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments… ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la lutte contre la précarité énergétique.

En 2022, en matière de satisfaction globale, plus de 9 clients sur 10 sont satisfaits ou très satisfaits.

S'agissant de la maîtrise des consommations d'énergie, des conventions sont signées avec des collectivités territoriales. Elles visent à les accompagner sur leur territoire dans la réalisation d'actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif d'accompagnement destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2022, 232 071 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation.

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. Le groupe EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires. Il identifie les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets. L'objectif est de les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages. En région, 45 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires. L'objectif est de répondre au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

Le groupe EDF a développé une gamme d'offres de conseil qui permet de :

- concevoir un quartier bas carbone ;
- dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale ;
- construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes avec sa filiale IZIVIA ;
- installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF ENR ou d'autres partenaires.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

Une attention particulière est portée à la protection des données clients d'EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel. Elle vise notamment la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers sont réalisés chaque année, tant sur la protection du patrimoine que sur la sécurité des systèmes d'information.

EDF maintient à jour une classification des informations et documents en regard de leur confidentialité afin de mettre en œuvre les mesures de sécurité les plus adaptées. L'ensemble des conseillers clientèle est régulièrement sensibilisé et formé afin de pouvoir répondre aux demandes relatives à la protection des données personnelles et notamment l'exercice des droits. Les plus complexes sont gérées conjointement avec le Délégué à la Protection des Données (DPO).

1.4.3 Activités d'optimisation en France

L'électricité ne se stocke pas : aussi, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients, au meilleur coût. Les activités d'optimisation ont pour but de prévoir cette demande et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre les ressources disponibles pour la satisfaire (moyens de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, etc.). L'optimisation de la production d'EDF consiste également à couvrir les risques physiques, financiers et de marché.

Cadre réglementaire

Marchés de gros de l'énergie – règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Il vise à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de l'électricité et du gaz.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés afin, notamment, que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication des informations privilégiées, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché. L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des interventions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT.

En France, la réglementation applicable est la suivante aujourd'hui codifiée au Code de l'énergie :

- la loi Brottes n° 2013-312 du 15 avril 2013 confie à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT, et au CoRDiS la compétence de sanctionner les manquements à REMIT ;
- l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précise les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement, d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel ;
- l'ordonnance n° 2020-891 du 22 juillet 2020 relative aux procédures devant le CoRDiS de la CRE (prise sur le fondement du II de l'article 57 de la loi 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat).

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité au sein d'EDF se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF. Voir également dans la section 2.2.2 le facteur de risque 2A « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW [(1)]. Le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF, de minimiser les risques et d'assurer la sécurité physique d'approvisionnement à l'échelle de son périmètre.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle dispose d'un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations de maintenance des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation. Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

1.4.3.3 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Se reporter à la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022 de la section 6.1 ainsi qu'à la section 1.4.2.1.1 « La concurrence ».

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Se reporter à l'annexe 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022.

(1) Source RTE.

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux Obligations d'Achat (OA) et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement au moyen d'un contrat d'achat (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. Les surcoûts pour EDF de cette obligation sont compensés par le budget de l'État sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »), conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie). Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont eux aussi compensés.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. La gestion de ce périmètre est totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus par des appels d'offres transparents et non discriminatoires. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot.

De même, sur un périmètre dédié aux OA, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France continentale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle "Independant Transmission Operator" en droit communautaire, et Enedis sont gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

105 817 km	52	400 TWh	1 722 m€
CIRCUITS À HAUTE ET TRÈS HAUTE TENSION	LIGNES TRANSFRONTALIÈRES	SOUTIRAGES EN 2022 (CORRIGÉS DE L'EFFET MÉTÉO)	D'INVESTISSEMENTS EN 2022

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. À fin 2022, avec moins de 100 000 kilomètres de lignes aériennes, plus de 7 000 kilomètres de lignes souterraines, 2 900 postes électriques en exploitation ou co-exploitation et 52 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité.

Garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, RTE assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les installations de production d'électricité quels que soient les choix énergétiques futurs. RTE, par son expertise et ses rapports, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2022, *via* la société Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE). Ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de 20 % par CNP Assurances [(1)]. Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement, ou indirectement, à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

(1) Dont 0,96 % détenu par sa filiale CNP Retraite.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres nommés pour une durée de 6 ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la CDC et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans. Six sont représentants de l'actionnaire CTE, deux sont nommés en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (l'État et un membre du Conseil nommé sur proposition de l'État), et quatre sont représentants des salariés.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement ;
- un représentant du Contrôle Général Économique et Financier (CGEFi) ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central (CSE-C) de RTE ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE ;
- les membres du Directoire de RTE ;
- le Secrétaire du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie pour assurer l'équilibre du système électrique.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité :

- intégration du marché européen ;
- restructuration profonde du parc de production ;
- évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général ;
- maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins de ses clients et de la collectivité.

Publication de l'étude prévisionnelle sur le fonctionnement du système électrique

Depuis le 14 septembre 2022, RTE publie chaque mois, jusqu'à la fin de l'hiver, son étude annuelle et prévisionnelle du fonctionnement du système électrique sur l'ensemble de la période automne-hiver. En effet, dans un contexte d'incertitudes inédit lié à la crise énergétique, RTE a placé cette période sous vigilance renforcée. Intitulée « Perspectives du système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023 », l'étude se base sur des hypothèses de production et de consommation réactualisées. Il s'agit notamment de prévisions météorologiques et d'informations relatives à la disponibilité du parc de production d'électricité.

Le dispositif Ecowatt

Parmi l'ensemble des paramètres analysés dans l'étude, la maîtrise de la consommation d'énergie constitue un levier essentiel permettant d'améliorer la sécurité d'approvisionnement à court terme. À ce titre, RTE a proposé un nouvel outil de suivi hebdomadaire de la consommation d'électricité. Le dispositif EcoWatt vise à alerter les Français, les entreprises et les collectivités en amont pour qu'ils puissent s'organiser et adopter les éco-gestes efficaces permettant de diminuer leur consommation électrique (notamment lors du signal Ecowatt rouge activé en cas de fortes tensions et de risque de coupures).

Cadre réglementaire

Certification de RTE

Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne. Il vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux exigences d'indépendance de gestion à l'égard des entreprises exerçant des activités non régulées. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 et le 11 janvier 2018 (après changement d'actionnaire) en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*). Cette certification a été confirmée par la délibération de la CRE du 2 juillet 2020, consécutivement à la réorganisation des participations de la CDC.

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE Transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE qui en fixe le cadre, la structure et le niveau.

Le sixième tarif transport (TURPE 6 HTB) a été fixé par délibération de la CRE du 21 janvier 2021 publiée au *Journal Officiel* le 23 avril 2021. Le TURPE 6 détermine :

- les ressources dont dispose RTE pour accomplir ses missions ;
- les tarifs d'utilisation du réseau, qui évoluent chaque année en fonction de l'inflation et des coûts de gestion du système électrique ;
- le cadre de régulation applicable à RTE et, en particulier, la rémunération financière de ses actifs qui résulte du produit de la base d'actifs régulée (BAR) et d'un taux de rémunération qui est un taux nominal avant impôt. Pour la période tarifaire 2021-2024, le taux de rémunération est fixé dans la délibération tarifaire à 4,6 %. La BAR s'élève au 1er janvier 2023 à 15,6 milliards d'euros [1]. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, 2,4 % à partir de 2021 en application du tarif TURPE 6). Voir également à la section 6.1 la note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Dans un contexte de forte augmentation et de grande volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, deux évolutions ont fait l'objet de délibérations de la CRE en 2022 :

- la première porte sur l'existence d'un surplus de recettes lié aux droits d'accès payés par les importateurs ou exportateurs d'électricité pour pouvoir utiliser les interconnexions transfrontalières exploitées par RTE. Le cadre de régulation précise que ce surplus de recettes appartient aux utilisateurs du réseau et prévoit un reversement sur plusieurs années. Dans un contexte où de nombreux utilisateurs du réseau subissent un impact fort lié à la hausse des prix de marché, RTE a proposé à la CRE le versement anticipé exceptionnel de l'excédent de recettes perçu en 2022. La CRE a délibéré en ce sens le 8 décembre 2022 au terme d'une consultation publique. Ce montant de 1,939 milliard d'euros [2], fixé par délibération du 31 janvier 2023, a été reversé en une fois en février 2023 ;
- la deuxième évolution porte notamment sur les modalités de partage des risques entre les utilisateurs du réseau et RTE sur les postes liés à la gestion du système électrique tels que les congestions réseaux, la contractualisation des réserves, la gestion de la tension. L'objectif est de ramener le niveau de risque au niveau qui prévalait avant l'envolée des prix de marché pour mieux immuniser RTE à l'égard de la volatilité des prix de l'électricité. La CRE a publié sa délibération n° 2022-317 du 1er décembre 2022 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 6 HTB et HTA-BTE), transmis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE). Cela se traduit, dès 2022, par la suspension de l'application de la régulation incitative portant sur les coûts de congestion de RTE, et la prise en charge au CRCP des créances irrécouvrables des responsables d'équilibres sur base de dossiers argumentés au cas par cas.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport et gestion d'actifs

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages et du dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet :

- d'adapter les politiques techniques de renouvellement d'actifs ; et
- de développer la maintenance conditionnelle et prédictive *via* l'optimisation de la gestion des ressources en ciblant les opérations prioritaires et en limitant l'intervention au juste nécessaire.

La numérisation du réseau et le monitoring à grande échelle permettent d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée…). En complément, les outils de test et de simulation facilitent la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse vise à rendre possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

Enfin la création sur les années à venir de salles dédiées à la gestion à tout instant des infrastructures doit permettre un traitement priorisé, à la maille nationale, des avaries. L'objectif est d'augmenter la disponibilité du réseau au service des clients et des territoires.

(1) Montant à valider par la CRE.
(2) Montant hors taxe.

1.4.4.1.2.2 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui modifie les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations. Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation.

En 2022, le montant total des investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 722 millions d'euros. Le montant du programme d'investissements pour 2023 de 1 880,8 millions d'euros est soumis pour approbation à la CRE.

Les principaux investissements en 2022 sont les suivants :

- la poursuite des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu « Savoie-Piémont » entre la France et l'Italie, avec la mise en service, le 5 novembre 2022, du premier link HDVC (liaison courant continu à haute tension). La mise en service du second link est prévue mi-2023 ;
- la mise en exploitation du premier parc éolien *offshore* français de Saint-Nazaire pour une puissance installée raccordée de 480 MW ;
- la poursuite des travaux du raccordement des parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Brieuc, Courseulles-sur-mer, Noirmoutier et Dieppe le Tréport ;
- l'augmentation de la capacité d'échange aux frontières avec la Belgique (ligne Avelin – Avelgem) et l'Espagne (ligne Argia – Hernani) ;
- la réalisation d'une galerie de 2,5 km par micro-tunnelier permettant, pour 2023, la mise en souterrain d'initiative locale (MESIL) de Villeneuve-la-Garenne en accompagnement des infrastructures prévues pour les Jeux Olympiques de Paris 2024 ;
- la poursuite de la construction du poste Sud Aveyron pour sécuriser l'alimentation électrique du nord de l'Occitanie tout en permettant l'accueil de production renouvelable ;
- la poursuite du programme « Haute-Durance » (pour sécuriser l'alimentation de la vallée du même nom).

Prévisions d'investissements 2022-2026

RTE prévoit sur la période 2022-2026 une hausse continue de son programme d'investissement (+ 43 % sur 4 ans) conformément à la trajectoire présentée dans le SDDR (Schéma décennal de développement du réseau). Elle se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, des systèmes d'information, du parc immobilier et vise à :

- contribuer aux objectifs climatiques européens ;
- accompagner la transition énergétique *via* notamment les évolutions de raccordement d'une industrie en cours de décarbonation ;
- développer le réseau électrique de demain, y compris en mer ;
- favoriser l'intégration du système électrique européen par les interconnexions.

Sont principalement concernés :

- le renouvellement du réseau vieillissant, avec un enjeu de reconstruction/réhabilitation du « réseau du quotidien » construit lors de l'électrification de la France dans les années 50. La pyramide des âges des actifs « réseau » de RTE nécessite, sur la seconde moitié de la décennie, de poursuivre la hausse de ces investissements de renouvellement. Par exemple, le linéaire de km de liaisons aériennes annuellement renouvelées va quadrupler sur la décennie à venir ;
- le développement du réseau en mer, avec des projets de raccordement de parcs éoliens *offshore* qui se concrétisent (entrée en service des parcs de Sant-Brieuc et Fécamp prévus en 2023) et se multiplient (définition en cours de nouveaux appels d'offres AO4 à AO8 dans le cadre de la planification pluriannuelle de l'énergie) ;
- le raccordement de nouveaux moyens de production décarbonés au travers de l'avancement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelable (S3REnR). À fin 2022, près de 54 GW de nouvelles capacités sont réservées au titre de la production à partir de sources renouvelables, dont environ 40 % relèvent de projets dont le raccordement est déjà contractualisé avec RTE.

1.4.4.1.2.3 Exploitation du système électrique

Les modalités d'exploitation du système électrique, de la gestion des mécanismes de marchés (dont la gestion des interconnexions) et la coordination des réseaux en Europe sont régies conformément aux textes législatifs et réglementaires européens (codes de réseau, *Clean Energy Package*…).

Gestion du système électrique

RTE gère, en temps réel, les flux sur le réseau de transport. Il met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements, mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés, est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autres pays européens, en tenant compte des écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables).

Coordination des réseaux en Europe

Les textes réglementaires définissent les services que les centres de coordination [1] rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résilientes. Les 5 premiers services, dont la mise en œuvre complète est en cours d'achèvement, concernent l'élaboration de modèles de réseaux communs, les calculs de capacités, les analyses de sécurité, la coordination des retraits d'ouvrages et l'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande. Le *Clean Energy Package* comprend une liste de 16 services complémentaires (analyses ex-post, dimensionnement régional des réserves, formation…). Les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent des méthodologies communes pour leur mise en œuvre progressive qui a débuté mi-2022.

1.4.4.1.3 Bilan énergétique 2022

En France, la consommation corrigée d'électricité [2] (Corse comprise) a atteint 459 TWh [3] sur l'année 2022. Elle baisse de 1,7 % par rapport à 2021 où elle avait atteint 468 TWh. Cette baisse, observée en particulier sur la deuxième moitié de l'année, concerne tous les secteurs. S'il reste difficile de distinguer les parts respectives de sobriété choisie et de contrainte économique, la mobilisation nationale en faveur des économies d'énergie joue un rôle important. En 2022, le solde des échanges commerciaux français est devenu, pour la première fois depuis de nombreuses années, importateur à hauteur de 16,5 TWh.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2022 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 2 min 19 s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et la fréquence de coupure de 0,354 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

(1) Parmi ceux-ci, Coreso, centre de coordination, technique, rassemble 9 Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT) : RTE, ELIA, NGSO, EirGRID, Soni, 50hz, TERNA, REE, REN.
(2) Consommation d'électricité qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence et s'il n'y avait pas eu de 29 février pour les années bissextiles.
(3) Source « Bilan électrique 2023 ».

1.4.4.2 La distribution - Enedis

38,1 millions	1,4 million	4 415 M€	39 208	386
DE CLIENTS	DE KM DE RÉSEAU	D'INVESTISSEMENTS EN 2022	COLLABORATEURS	CONTRATS DE CONCESSION

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Il garantit sa sécurité et sa sûreté en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2022, Enedis a distribué l'électricité à plus de 38,1 millions de clients (points de livraison). Il a permis la connexion de plus de 634 700 sites de production et de stockage en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire est constitué, au 31 décembre 2022, d'environ :

- 664 447 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 736 976 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 246 postes sources HTB/HTA ;
- 806 610 postes de transformation HTA/BT.

Bilan simplifié des flux énergétiques - 2022

(en TWh)

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution. Elles résultent principalement d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers l'ensemble des clients raccordés au réseau de distribution.

Les achats d'énergie pour compenser les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs, sont de 2 223 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros. Elle agit soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux consultations organisées par la mission Obligation d'Achat, au sein de la DOAAT.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH pour les pertes se fait au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit. Enedis exerce ses droits à l'ARENH lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance de gestion qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseau de distribution. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Elle permet également au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal. Voir la section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF ».

- Le Conseil de surveillance est composé de quinze membres :
  - huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire ;
  - cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public ;
  - un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 ; et
  - un représentant les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.
- Le Directoire, composé de 5 membres en 2022, exerce ses fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts d'Enedis.

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ses activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales au titre de ses activités ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession avec les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau et aux données ;

- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

Évolution des investissements

En 2022, 4 415 millions d'euros ont été investis par Enedis dont :

- 2 266 millions d'euros consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge ;
- 1 618 millions d'euros dédiés à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité et la préservation de l'environnement ;
- 531 millions d'euros investis dans les systèmes d'information et de télécommunications et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier…).

Les investissements de raccordement sont à leur plus haut niveau depuis 2015 du fait d'une forte croissance de la demande et de l'augmentation des prix. La demande est tirée, côté clients, par les logements individuels et collectifs et les bornes de raccordement de véhicules électriques. Côté producteurs, elle résulte des impacts de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque).

En complément, les autorités concédantes ont investi 745 millions d'euros en 2022.

Au total, près de 5 160 millions d'euros ont donc été investis en 2022, en France continentale, sur les réseaux de distribution du périmètre opéré par Enedis.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2022	2021
Raccordements et renforcements	2 266	1 856
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	529	499
Outils de travail et moyens d'exploitation	531	458
Modernisation du réseau [1]	1 089	1 565
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**4 415**	**4 379**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS [2]	**745**	**743**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**5 160**	**5 122**

(1) Dont 492 millions d'euros en 2021 au titre du programme Linky. À partir de 2022, les investissements réalisés sur la chaîne Linky sont affectés en « Raccordements et renforcements » ou en « Outils de travail et moyens d'exploitation ». Cette évolution fait suite à la fin du programme de déploiement massif de ces compteurs et donc du besoin de suivre ces investissements pour leur prise en compte de façon spécifique dans le TURPE.

(2) Après déduction PCT [a] et article 8 [b] pour la part financée par Enedis.

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

Par ailleurs, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2022 s'élève à 343 millions d'euros (contre 332 millions d'euros en 2021).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2022, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels, a été de 59,5 minutes. Ce résultat de bon niveau respecte l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE, et ce malgré plusieurs événements qui ont mis la résilience des réseaux à l'épreuve. L'année a en effet débuté par plusieurs tempêtes (Eunice, Franklin, Diego). L'été a ensuite été marqué par des épisodes orageux (impact sur les réseaux aériens) et par plusieurs vagues de chaleur inédites (impact sur les réseaux souterrains). La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, dans la fourchette de valeurs fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE). Ce dispositif lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2022, la FIRE a été mobilisée à 4 reprises pour les réseaux gérés par Enedis. Elle a également été mobilisée 2 fois pour les réseaux gérés par EDF SEI.

Le développement des énergies renouvelables

2022 a été marqué par une croissance importante des raccordements réalisés par Enedis, en particulier pour la filière photovoltaïque. Ainsi, 97 740 installations photovoltaïques nouvelles ont été raccordées (contre 60 651 en 2021) pour une puissance de 2 400 MW (contre 2 539 MW en 2021). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 1 219 MW raccordés en 2022 (contre 1 008 MW en 2021).

À fin 2022, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 31,4 GW. Il est composé respectivement de 14,1 GW de centrales photovoltaïques et de 17,3 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,6 GW), les cogénérations (2,6 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2022, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 37,7 GW.

Dans le total des raccordements d'installations photovoltaïques de l'année 2022, 90 547 concernent des producteurs raccordés en BT [1] inférieur à 36 kVA, raccordés en autoconsommation, avec ou sans revente du surplus, ce qui représente près de 99 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables. Il a mis en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Le développement de la mobilité électrique

L'électrification du secteur du transport induit une activité importante pour Enedis. Tous les points de charge nécessaires aux véhicules électriques doivent être raccordés, directement ou indirectement, au réseau public de distribution. Celui-ci doit être en mesure d'acheminer la quantité nécessaire d'électricité à la puissance instantanée requise.

Les ventes de véhicules électriques ont vraiment décollé en France en 2020, représentant de l'ordre de 10 % des ventes de véhicules neufs, contre 2 à 3 % en 2019. L'augmentation s'est poursuivie en 2021 puis en 2022. Fin 2022, le parc de véhicules électriques rechargeables [2] atteint 1 102 975 véhicules soit une augmentation de 46 % par rapport à fin 2021.

Pour répondre à la croissance des volumes de raccordement d'Installations de Recharge de Véhicules Électriques ou « IRVE », Enedis a mis en place une organisation grands comptes IRVE. Elle est en charge de coordonner le suivi des études et travaux de raccordement des acteurs « multi raccordeurs IRVE » qui déploient des plans d'implantation de bornes de recharge sur tout le territoire.

Fin 2022, grâce à l'organisation mise en place avec les sociétés concessionnaires d'autoroute et les opérateurs de bornes de recharge rapides, les 332 aires de

(1) Basse tension.
(2) Véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables (VHR).

service d'autoroutes du domaine concédé desservies par le réseau exploité par Enedis sont équipées d'infrastructures de recharge rapide et raccordées, ou en cours de raccordement, au réseau de distribution avec un niveau de puissance moyen par aire de 1,8 MW.

Enedis accompagne les collectivités locales dans l'établissement des schémas directeurs d'infrastructure de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Fin 2022, 108 SDIRVE ont été lancés ou sont validés en préfecture.

Enedis est engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2022, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 000 véhicules environ, est électrifiée à 26,2 % et 5 150 bornes de recharge sont installées sur ses sites.

Activité de gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les acteurs de marché

Dans le cadre des contrat GRD-RE et GRD-F, Enedis exerce des activités en lien avec les responsables d'équilibre (RE) et les fournisseurs d'électricité. Elle procède à la reconstitution des flux d'énergie au périmètre de chacun des RE (au nombre de 70 à fin 2022) pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. Elle assure la relation au quotidien avec les fournisseurs d'électricité (au nombre de 94 à fin 2022) pour permettre à leurs clients en contrat unique de bénéficier de l'acheminement de l'électricité et des prestations associées. Par ailleurs, dans le contexte énergétique actuel où les enjeux de sobriété deviennent centraux, Enedis voit croître le nombre de contrats conclus avec des acteurs tiers pour accéder aux données de consommation. Ces contrats, au nombre de 613 à fin 2022, concernent les fournisseurs de services énergétiques qui agissent pour le compte de leurs clients, après avoir obtenu leur autorisation pour accéder à ces informations.

Cadre réglementaire

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces. Voir la section 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe.

Concessions

Au 31 décembre 2022, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 386 contrats de concession. Ils couvrent environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En décembre 2017, la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. France urbaine représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le modèle de contrat ainsi entériné réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation, dans la durée, de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes.

Au 31 décembre 2022, 302 contrats de concession ont ainsi été conclus sur la base de ce modèle, auxquels s'ajoutent 33 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 335 contrats modernisés. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler les contrats d'anciens modèles.

Cadre réglementaire

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale dont certains couvrent tout un département.

La séparation des activités de production et fourniture d'une part et de distribution d'autre part, imposée par les directives européennes, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives respectives, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour [(1)].

Conformément à l'article L. 3213-1 du Code de la commande publique, qui transpose en droit interne l'article 10.1 de la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF [(2)] n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Une trajectoire d'investissement ambitieuse pour favoriser la transition écologique et garantir la qualité de fourniture face aux changements climatiques

Enedis prévoit 96 milliards d'euros d'investissements sur la période 2022-2040. Ainsi, les investissements annuels passeront de 4,4 milliards d'euros en 2022 à durablement plus de 5 milliards d'euros.

Ces investissements vont permettre d'accompagner la transition écologique par le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et celui des énergies renouvelables. La fin de la vente des véhicules thermiques en 2035 et la généralisation des véhicules électriques vont conduire à un pic d'investissements aux alentours de 2030, avec un enjeu majeur autour du résidentiel collectif. Par ailleurs, l'accélération rapide du développement des énergies renouvelables va se poursuivre, particulièrement sur le photovoltaïque.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.

(2) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

En parallèle, Enedis prévoit des programmes de modernisation qui couvrent l'ensemble des ouvrages à risque avec un renouvellement ciblé en fonction des probabilités de défaillance. Les programmes déjà engagés doivent être poursuivis pour continuer d'améliorer la qualité de fourniture, dans un contexte d'augmentation des risques (incendies, canicules, inondations, coups de vent et tempêtes). Ils visent à :

- améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques (enfouissement des réseaux traversant des zones boisées ou exposées au vent, au givre ou à la neige) ;
- résorber des câbles souterrains en isolation papier imprégné ;
- limiter l'impact des inondations et accélérer la réalimentation.

Enedis accompagne le développement massif de la mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique représente le principal facteur d'augmentation de la consommation d'électricité du pays à horizon 2050. Selon les projections d'Enedis, concordantes avec les scénarios de la SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone), 17 millions de véhicules électriques rechargeables circuleront en France en 2035, soit 40 % du parc de véhicules légers et utilitaires légers à cette échéance.

Le volume d'activité lié au raccordement des nouveaux points de charge nécessaires à ces véhicules (à domicile en résidentiel collectif notamment, sur la voie publique, sur les parkings des centres commerciaux, sur les sites des entreprises, sur les grands axes routiers et autoroutiers…) mais aussi l'adaptation des réseaux de distribution au développement de ce nouvel usage représentent un vrai défi pour Enedis.

À ce titre, Enedis conduit de nombreuses études et expérimentations sur les questions structurantes que pose la mobilité électrique : pilotage de la recharge, utilisation des batteries des véhicules électriques pour rendre des services au système électrique, synchronisation recharge et production EnR, utilisation des données du véhicule, de la borne, de comptage…. L'objectif est d'anticiper les impacts sur le système électrique et sur les activités du distributeur.

Pour répondre à la complexité de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

L'arrivée massive sur le réseau de distribution de sources de production diffuses et intermittentes, et la forte croissance de la mobilité électrique, nécessitent un contrôle et un pilotage des flux de plus en plus fin et complexe.

Dans ce contexte, et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les technologies numériques et industrialise les *smart grids*. Il s'agit d'équiper les réseaux avec des centaines de milliers de capteurs, de poursuivre la digitalisation des systèmes communicants d'ancienne génération, de développer et d'industrialiser des modèles de prévision pour la conduite ainsi que de renforcer la supervision et la résilience (dont la cybersécurité) des infrastructures et systèmes d'information.

À ce jour, le déploiement, à l'échelle industrielle, des technologies *smart grids* est un levier essentiel d'accélération de la transition écologique. L'exemple phare est le compteur bidirectionnel Linky, qui permet donc à la fois le soutirage et l'injection. La phase de déploiement généralisé des compteurs Linky, lancée le 1er décembre 2015, s'est achevée le 31 décembre 2021. Ce déploiement a été un succès : le coût final du projet est inférieur au budget initial, les délais ont été tenus et la performance du système de comptage est bonne. Les investissements cumulés (2014-2021) se sont élevés à 3 907 millions d'euros, pour 34,26 millions de compteurs Linky installés [1].

Le remplacement de compteurs d'anciennes générations par des compteurs Linky s'est poursuivi en 2022 sous l'impulsion des demandes des clients et de la maintenance. Avec près de 1,1 million de nouveaux remplacements de compteurs et environ 0,4 million de nouveaux points de livraison mis en service, ce sont désormais 35,7 millions de compteurs Linky qui équipent le parc, ce qui représente un taux d'équipement de 92,1 %. La trajectoire prévue, conformément aux recommandations de la CRE, devrait conduire à atteindre un taux de 97,5 % d'ici fin 2025.

Cadre réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulée dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système sur les années 2020 et 2021 a été fixée par la délibération de la CRE du 23 janvier 2020. La phase de déploiement massif ayant pris fin en décembre 2021, la CRE, dans sa délibération du 17 mars 2022, a fixé les indicateurs incités financièrement, dans le cadre du suivi de la performance du système de comptage évolué Linky pour la période 2022-2024. En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2022, le différé est de + 2 051 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2022, en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

Enedis s'attache également à faire connaître et à valoriser les services rendus possibles avec Linky. Il s'agit en particulier de la création de nouvelles offres par les fournisseurs, et la mise sur le marché par les équipementiers de matériels connectés à Linky (bornes de recharge démarrant aux périodes tarifaires avantageuses, gestion automatique de la recharge, aide à la gestion de la consommation pour les clients précaires…).

Enedis a également développé, et lancé à l'échelle industrielle, de nouveaux postes-sources qui sont l'élément clé des réseaux. Il s'agit de postes-sources express dont la conception et le pré-assemblage en usine permettent de gagner un an sur un délai de raccordement d'un producteur tout en optimisant son coût. Un quart des postes qui seront construits d'ici 2035 le seront selon cette conception.

L'innovation est clé pour optimiser les investissements, exploiter les infrastructures de manière performante en prenant en compte l'écoconception dès le démarrage des projets. La révolution numérique sur les réseaux et dans les métiers d'Enedis est menée en concertation avec l'ensemble de l'écosystème d'innovation, dans le domaine des *smart grids* comme dans celui de la FrenchTech. Cette politique d'innovation s'appuie systématiquement sur les laboratoires de recherche, universités, start-up, associations et entreprises de toutes tailles. Cette démarche représente des opportunités d'emplois et de croissance dans les territoires et donne de la visibilité à l'international sur ces réalisations.

Enedis a été ainsi à l'initiative (avec RTE) de la création de *Think Smartgrids*, l'association du secteur Français des Réseaux Électriques Intelligents qui promeut la filière à l'international. Elle regroupe aujourd'hui une centaine de membres.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Le service public de distribution d'électricité français a été désigné le Gestionnaire de Réseau de Distribution le plus smart au monde pour la deuxième année consécutive, en remportant la première place du palmarès SGI [2]. Basée sur plusieurs critères, la note globale d'Enedis atteint en 2022 les 98,2 % (sur 100 %), améliorant son score de 1,8 points par rapport à 2021. Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

La gestion des données, un aspect fondamental de la révolution numérique

Enedis est également devenue, en quelques années, l'un des *leaders* du secteur énergétique en matière de données. Aujourd'hui près de 500 types de données par an sont mis à disposition des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Enedis a été parmi les premiers de son secteur à ouvrir une plateforme d'*Open data* au niveau européen. Elle est également à l'initiative de la création de l'Agence

(1) Y compris compteurs de l'expérimentation.

(2) Le *Smart Grid Index* de Singapore Power group mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant les opérateurs sur la base de 7 critères identifiés tels que respect de l'environnement, data, intégration des ENR, digitalisation, cybersécurité, satisfaction clients, etc. L'analyse comparative identifie également les meilleures pratiques pour construire des réseaux plus intelligents qui offrent le meilleur service aux clients. En 2022, 94 opérateurs répartis dans 39 pays ont été comparés.

ORE [1] qui réunit l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'électricité et gaz en France et met à disposition l'ensemble des données de tous les opérateurs.

La mission d'Enedis de collecte, de protection et de mise à disposition des données a permis de développer des solutions industrielles pour l'ensemble des Français à l'instar du programme Linky. L'utilisation de ces données revêt un intérêt stratégique pour Enedis. Elles permettent également d'améliorer sa performance industrielle et la qualité du service rendu aux clients. Cela pose également de nouveaux défis d'envergure en matière de cybersécurité et nécessite une protection renforcée des systèmes et des données. L'ensemble des systèmes d'information d'Enedis respectent la protection des données individuelles. Enedis répond à cet égard aux normes et règles édictées par la CNIL (Commission Nationale Informatique et Liberté).

Un service public à impact positif au service de la transition écologique

Acteur majeur du système électrique français, Enedis est convaincue qu'il n'y aura pas de performance industrielle et économique sans exemplarité sociale, sociétale et environnementale. Ainsi Enedis a construit un projet d'entreprise pour les années 2020-2025. Il est issu d'une expérience inédite de dialogue avec les parties prenantes internes et externes lancée en mai 2020.

À l'issue de cette consultation, Enedis a pu affirmer ses valeurs et sa raison d'être informelle : « Devenir le service public préféré des Français au service de la transition écologique dans les territoires ».

Les ambitions et engagements de la politique RSE sont organisés autour de 3 piliers : un service public à impacts positifs pour la planète, pour les femmes et les hommes, pour les territoires. Ils se déclinent en 15 enjeux qui contribuent à 10 des 17 Objectifs de Développement Durable (ODD) de l'ONU.

Agir pour atténuer le changement climatique

L'engagement d'Enedis est renforcé et clarifié dans la politique RSE autour de 5 ambitions majeures visant à atténuer les différents impacts sur le climat et la biodiversité :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre et contribuer à la Stratégie Nationale Bas Carbone de la France visant à contribuer à la neutralité à l'horizon 2050 ;
- anticiper les changements climatiques prévisibles pour adapter le réseau public de distribution d'électricité et maintenir un service performant ;
- limiter l'impact de ses activités sur la biodiversité ;
- favoriser l'écoconception et l'économie circulaire ;
- prévenir les pollutions de l'air, de l'eau et du sol.

L'ambition prioritaire d'Enedis est de contribuer à la « neutralité carbone » d'ici 2050. Elle vise une réduction drastique de ses émissions propres (scopes 1 et 2) et l'impulsion d'une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs et prestataires pour réduire le plus fortement possible les émissions du scope 3. Enedis s'est fixée un premier objectif de réduction de 20 % sur l'ensemble des scopes d'ici 2025.

Enedis entend par ailleurs contribuer aux objectifs de l'Accord de Paris en accélérant le déploiement de solutions électriques décarbonées à grande échelle et la maîtrise de la consommation d'électricité grâce aux compteurs communicants et aux réseaux.

En complément de ses actions en faveur du climat, Enedis œuvre en faveur de la préservation de la biodiversité. Elle mène des actions visant à protéger les oiseaux des risques d'électrocution au travers du Comité national Avifaune et en lien avec la Ligue de Protection des Oiseaux. Elle a également rejoint l'alliance des « Entreprises Engagées pour la Nature ».

Adaptation des réseaux de distribution

S'agissant de l'adaptation au changement climatique, Enedis travaille à réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux aux différents risques climatiques identifiés. Cela se traduit, en particulier, sur les réseaux HTA aériens par des rénovations et des enfouissements ciblés.

Par ailleurs, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE), qui permet de repositionner sur l'ensemble du territoire des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique, évolue pour prendre en compte les nouvelles interactions avec les autres infrastructures (télécommunications notamment).

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental, ou ZNI (Zones Non Interconnectées), opérés par EDF sont la Corse, des départements d'Outre-mer (excepté Mayotte) et des collectivités d'Outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux entités :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI) qui assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) qui est en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre sont compensés par le budget de l'État.

Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'Utilisation du Réseau Public et de distribution d'Électricité (TURPE) payé par les utilisateurs du réseau et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2022
Nombre de clients	environ 1 236 000
Longueur réseaux *(en km)*	Environ 39 400
Puissance nette installée du parc* *(en MW)*	2 005
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*22 %*
dont parc thermique	*78 %*
Production nette * *(en GWh)*	6 380
dont production hydraulique	*24 %*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 489
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*55 %*
dont autres énergies	*45 %*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE* ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 869**

* *Données incluant la Direction EDF SEI et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.*

(1) L'Agence ORE (Opérateurs de Réseaux d'Énergie) fédère l'ensemble des acteurs français de la distribution d'électricité et de gaz, pour offrir une vision globale de la distribution en France, en un guichet unique et gratuit de la donnée. Elle met à disposition la donnée multi-énergie, multigestionnaires de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en open data et sous forme de datavisualisations.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) des territoires, de remplacer ses principales centrales en fin de vie. Les nouvelles centrales sont construites et exploitées par la filiale EDF PEI. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF PEI envisage d'exploiter ces nouvelles centrales et de convertir celles existantes (mises en service entre 2012 et 2015) à la biomasse liquide (répondant aux exigences de la directive Red II). En premier lieu, la centrale de Port Est à La Réunion sera convertie au second semestre 2023. Elle deviendra ainsi une centrale 100 % renouvelable.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane, et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique, EDF PEI renforce sa présence dans les ENR par le biais de projets en partenariat avec EDF Renouvelables. EDF PEI est également partenaire de la société GMOB qui a pour objet de déployer et d'exploiter un réseau de bornes de recharges électriques aux Antilles.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans la plupart de ces territoires (quoique modérée par les actions d'efficacité énergétique engagées), le développement des énergies renouvelables ainsi que le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques. Au total, le gestionnaire de réseaux EDF SEI a investi, en 2022, 240 millions d'euros dans les activités Réseaux.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques

En tant que gestionnaire du système électrique, EDF SEI contribue à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables non synchrones dans les ZNI. Il propose des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations et en développant des techniques de mesure communicantes.

EDF SEI a également raccordé plusieurs systèmes de stockage centralisé qu'il pilote. Ils sont utilisés en réserve de puissance, en cas de perte d'un moyen de production, ou pour couvrir les pointes de consommation.

Des travaux sont en cours pour faire émerger des microréseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système innovant associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage a ainsi été installé, en 2017, sur l'île de Sein. Il permet une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour. Une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie. En 2021, EDF a mis en service à Saint-Georges de l'Oyapock (4 000 habitants), en Guyane, un microréseau alimenté par 100 % d'énergies renouvelables (hydraulique et biomasse solide) associées à une batterie et un système de pilotage intelligent.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (plus de 600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF SEI a engagé le déploiement dans les départements d'Outre-mer (hors Mayotte) et en Corse de 1,2 million de compteurs numériques d'ici fin 2023. Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. À fin 2022, plus de 900 000 compteurs ont été posés.

En mars 2022, EDF SEI a signé avec la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) un accord cadre visant à déployer un nouveau modèle de cahier des charges de concessions pour les ZNI. Sur la base de ce modèle, adapté aux enjeux de transition énergétique, EDF SEI et le Syndicat d'Électricité de la Réunion (Sidelec) ont renouvelé, le 22 novembre 2022, leur contrat de concession pour 30 ans.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire. Il exerce quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz [(1)], la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD), principalement dans l'est de la France.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF Développement Environnement (EDEV). Le solde des actions est détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

La distribution

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution d'ÉS. Elle exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 15 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité. Les contrats de ces concessions ont été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin. Il compte plus de 580 000 points de livraison dans les différents niveaux de tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

Trois Frontières Distribution Gaz est une société créée en 2021 dans le cadre de l'opération d'acquisition de l'activité de distribution en gaz des communes de Huningue, Saint-Louis, Hégenheim et Village Neuf dans le sud de l'Alsace. Elle réalise ses missions de manière indépendante vis-à-vis de toute activité de fourniture de gaz et garantit un accès transparent et non discriminatoire au réseau de distribution de gaz naturel. Elle alimente en gaz naturel plus de 8 000 points de livraison en moyenne et basse pression. En tant que gestionnaire de réseau de distribution, Trois Frontières Distribution Gaz est responsable de l'acheminement, du raccordement et de l'accès au réseau de gaz. Trois Frontières Distribution Gaz effectue également la mission de comptage-relève.

La commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS. À fin 2022, elle fournit en énergies plus de 569 000 clients en électricité (dont électricité verte et biogaz) et plus de 113 000 en gaz. Ses clients sont des particuliers, des entreprises (tertiaire et industrie) et des collectivités.

En complément, la société propose à ses clients des services associés. Il s'agit notamment de services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie) et de services digitaux destinés à aider les clients à mieux comprendre et maîtriser leurs consommations d'énergie. ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement. Ils portent sur la rénovation et la construction dans l'habitat via un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg est active dans le développement des solutions photovoltaïques. Elle promeut la mobilité durable dont notamment les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. L'ensemble de ses activités commerciales liées au photovoltaïque, à la mobilité électrique, à l'efficacité énergétiques et à la rénovation de l'habitat sont désormais regroupées sous la marque « Planigy par ÉS » lancée en septembre 2022.

Dans le cadre de l'activité récurrente d'approvisionnement en électricité d'ÉS Énergies Strasbourg, filiale de commercialisation du groupe ÉS, des opérations de marché portant sur les ajustements quotidiens du portefeuille clients ont été émises de manière erronée en quantité (excès de vente par rapport aux besoins), respectivement de 2,03 GW et 5,75 GW pour les journées des 6 et 7 septembre 2022. Cet incident a donné lieu à deux communiqués financiers les 8 et 9 septembre 2022 informant notamment d'un coût estimé à 60 millions d'euros.

Régiongaz est la société de commercialisation de gaz naturel de l'ELD gazière du territoire de Trois Frontières, acquise par le groupe ÉS au 1er janvier 2022. Elle fournit plus 8 500 clients en gaz naturel. Ses clients sont des particuliers, des entreprises (tertiaire et industrie) et quelques collectivités.

(1) L'activité de distribution est portée par la société Strasbourg Électricité Réseaux dans le respect des règles d'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau.

Les services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à parts égales par ÉS et Dalkia. En matière de transition énergétique, elle se positionne comme apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique pour décarboner des acteurs économiques privés et publics en Alsace. Elle propose des offres attractives sur les marchés globaux de performance et les contrats de performance énergétique qui permettent de :

- agir sur l'efficacité énergétique du bâti par des travaux de rénovation ;
- optimiser le pilotage des installations énergétiques ;
- mettre en œuvre des solutions d'énergie renouvelable ;
- sensibiliser les usagers aux économies d'énergie.

Par ailleurs, ÉS Services Énergétiques propose des offres de pilotage et de sécurisation des réseaux (réseau de chaleur, électrique ou d'éclairage public). Elle réalise également des activités d'ingénierie de restauration collective.

La production d'énergie renouvelable

Géothermie haute température

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie haute température en France. Elle exploite, depuis 2016, la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen. Sa production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 180 GWh/an. Elle est issue d'une ressource géothermale située à 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale géothermique électrogène située à Soultz-sous-Forêts qui produit environ 6 GWh par an.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt Noire. D'une puissance de 37 MW thermiques, elle produit chaque année environ 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, d'une puissance de 400 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 1,5 GWh par an, soit la consommation électrique annuelle de 350 logements.

Par ailleurs, ÉS détient une participation de 35 % dans SERHY. La société est spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans les massifs alpins et pyrénéens principalement. La production renouvelable de SERHY est d'environ 160 GWh par an.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à 40,3 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading [1] et réunit d'autres sociétés du Groupe (Imtech, EDF Renewables UK, Pod Point).

L'objectif d'EDF, le plus grand producteur d'électricité à faible émission de carbone du pays, est d'aider le Royaume-Uni à atteindre la neutralité carbone. Pour ce faire, EDF mène la transition vers un système énergétique décarboné dans sept domaines d'activité :

- la production d'électricité et la fourniture de prestations de démantèlement ;
- la fourniture aux particuliers et clients professionnels d'électricité, de gaz et de services énergétiques ;
- la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point, en partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN) ;
- le développement d'autres nouvelles centrales nucléaires ;
- les énergies renouvelables via EDF Renewables UK, filiale d'EDF Energy et co-entreprise entre EDF Energy et EDF Renouvelables ;
- la fourniture de services techniques et de solutions bas carbone sur les sites des clients via Imtech, une JV détenue avec Dalkia ;
- la mobilité électrique.

De plus, **EDF Trading** fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens et le plus gros producteur d'électricité bas carbone au Royaume-Uni. Il produit environ 14,3 % de l'électricité du pays sur la base des données de production de 2021 [2]. EDF Energy fournit du gaz et de l'électricité à environ 6 millions de comptes clients professionnels et résidentiels à fin décembre 2022. À fin 2022, la société emploie 10 795 collaborateurs répartis sur différents sites à travers le pays.

EDF Renewables UK développe et met en place des projets de production et de stockage d'énergie renouvelable au Royaume-Uni et en Irlande. Il dispose de près de 1 GW brut de capacité en exploitation et de près de 8 GW en projet, en développement et en construction. Toutes les technologies sont concernées : l'éolien terrestre et *offshore*, le solaire et le stockage par batterie.

Imtech est l'un des principaux fournisseurs de services techniques et d'ingénierie au Royaume-Uni. Il intervient aussi bien dans les domaines des services d'ingénierie et de la contractualisation (Imtech Engineering Services) que dans la gestion des installations techniques (Imtech Inviron), l'intégration des systèmes, les solutions numériques (Capula), les services énergétiques et contrats de performance énergétique notamment dans le secteur public (Breathe). En 2022, Imtech a acquis en totalité SPIE UK, une entreprise spécialisée dans la fourniture de solutions d'ingénierie technique pour le bâtiment au Royaume-Uni.

Dans le domaine de la mobilité électrique, EDF Energy détient une participation majoritaire dans **Pod Point**, leader dans la recharge de véhicules électriques au Royaume-Uni. EDF Energy vise ainsi à maintenir et renforcer sa position dominante dans les activités de recharge au Royaume-Uni en développant des solutions de recharge intelligente, en proposant des tarifs bas carbone et, plus largement, des services pour accompagner la transition vers la mobilité électrique.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

EDF Energy soutient les ambitions de neutralité carbone du Royaume-Uni et contribue aux axes stratégiques de CAP 2030 à savoir la production d'électricité bas carbone et l'aide aux clients pour atteindre le net zéro.

EDF Energy contribue aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du groupe EDF et à sa trajectoire d'intensité carbone. La feuille de route pour le développement durable [3] présente les progrès et projets pour aider la Grande-Bretagne à atteindre la neutralité carbone et, plus largement, ses objectifs en matière de développement durable. Conformément à la réglementation

(1) Voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading ».

(2) Données publiées par le gouvernement britannique « *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* ». Données historiques sur l'électricité (www.gov.uk). Si l'on ajoute la capacité d'EDF Renouvelables, la contribution totale d'EDF Energy à l'électricité à faible teneur en carbone du pays est de 16,2 %. EDF Energy a également produit 1,2 % de l'électricité provenant de centrales au charbon et au gaz. Les données de 2022 seront publiées mi-2023.

(3) https://www.edfenergy.com/sites/default/files/edf-sustainable-business-update-160922.pdf

britannique [1], EDF Energy a publié au cours de l'été 2022 un plan de réduction de son empreinte carbone couvrant certaines catégories d'émission à l'horizon 2026 [2].

EDF Energy alimente 3,7 millions de foyers et entreprises britanniques. Elle est le principal fournisseur des entreprises et du secteur public en Grande-Bretagne. Elle a également été distinguée par Citizens Advice en tant que leader du secteur pour les services aux particuliers [3]. Outre la fourniture d'électricité et de gaz, EDF Energy soutient ses clients dans des domaines qui favorisent la neutralité carbone. Il s'agit par exemple de la mobilité électrique, du chauffage à faibles émissions de carbone, de la micro-électricité, des contrats d'achat (PPA) d'énergie renouvelable, des services de flexibilité, et des compteurs communicants associés à des services de traitement de la donnée.

Un modèle d'exploitation résilient et efficient reste une priorité essentielle, garantissant qu'EDF Energy contribuera à répondre aux besoins énergétiques futurs des clients, dans le cadre de l'acquisition d'un véhicule électrique ou d'une pompe à chaleur par exemple. EDF Energy prépare à cet effet le transfert, à partir de 2023, de ses 3,6 millions de clients particuliers et PME vers EnTech, la plateforme leader du marché de Kraken Technologies.

Le Royaume-Uni mise sur l'amélioration de l'efficacité énergétique de son parc immobilier et sur la décarbonation du chauffage pour atteindre la neutralité carbone et réduire sa dépendance aux combustibles fossiles. EDF Energy veille au respect de ses obligations réglementaires en tant que leader dans le domaine des installations d'efficacité énergétique au travers du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation* – ECO). Il est engagé dans le déploiement de compteurs intelligents auprès des ménages et des petites entreprises dans le cadre du programme national.

En mai 2022, EDF Energy a conclu un partenariat avec CB Heating, un installateur de pompes à chaleur. Il vise à offrir un service de bout en bout aux clients et à contribuer à la décarbonation du chauffage au Royaume-Uni. EDF Energy, CB Heating et Daikin se sont associées pour créer un nouveau centre de formation qui a ouvert ses portes en novembre. Il formera 4 000 installateurs de pompes à chaleur par an pour aider le Royaume-Uni à atteindre son objectif de 600 000 pompes à chaleur à l'horizon 2028.

Les récentes hausses des prix de l'énergie, induites par les prix mondiaux du gaz, pèsent fortement sur l'environnement opérationnel et concurrentiel au Royaume-Uni. Les pressions inflationnistes croissantes ont mis à mal le pouvoir d'achat des clients. Cette situation a contraint le gouvernement britannique à prendre des mesures sans précédent, notamment l'introduction de taxes supplémentaires pour les producteurs et l'octroi d'aides financières aux clients particuliers et professionnels. EDF Energy a contribué à la mise en place des programmes financés par le gouvernement qui visent à résoudre les problèmes financiers auxquels ses clients sont confrontés. Par ailleurs EDF Energy a accordé des aides à ses clients en difficulté.

En novembre 2022, le gouvernement britannique a donné des informations supplémentaires sur le dispositif fiscal de taxation de rente infra-marginale de la production d'électricité, l'« *Electricity Generator Levy* » (EGL). L'EGL impose une taxe de 45 % sur les revenus de production d'électricité supérieurs à 75 £/MWh générés entre le 1er janvier 2023 et le 31 mars 2028. Il s'appliquera à la fois aux actifs nucléaires d'EDF en exploitation au Royaume-Uni et à certains actifs de production renouvelable plus anciens qui sont subventionnés dans le cadre du programme d'obligation d'énergie renouvelable.

Les niveaux de prix atteints en 2022 ont mis en évidence la nécessité de continuer à investir dans l'électricité et les technologies bas carbone afin de réduire la dépendance du Royaume-Uni aux combustibles fossiles. Ils ont également montré l'importance de fournisseurs fiables et résilients tels qu'EDF Energy.

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF Energy est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et rentables. Ceci implique de contribuer à la sécurité d'approvisionnement britannique via la centrale à charbon de West Burton A dont la fermeture était initialement prévue en septembre 2022. Néanmoins, à la demande du gouvernement britannique, le raccordement de West Burton A au réseau national ESO a été prolongé pour 6 mois, jusqu'au 31 mars 2023, en tant que moyen de dernier recours. Le gouvernement britannique a sélectionné ce site pour accueillir le premier prototype de centrale à fusion, soutenant ainsi l'engagement d'EDF Energy en faveur d'une transition équitable pour les collaborateurs et les populations liées au secteur du charbon.

Depuis l'acquisition du parc nucléaire britannique en 2009, EDF Energy y a investi 7 milliards de livres sterling. Grâce à des investissements soutenus et à une gestion rigoureuse, l'ensemble des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (« RAG ») ont fonctionné au-delà de leur durée de vie initiale de 25 à 30 ans.

EDF Energy a décidé de poursuivre l'exploitation des centrales RAG de Heysham 1 et de Hartlepool jusqu'au 31 mars 2026 avec une marge de +/- 1 an [4]. Des études sont en cours pour étudier la possibilité de prolonger de 20 ans l'exploitation de Sizewell B qui pourrait alors continuer à couvrir 3 % de la demande britannique en électricité jusqu'en 2055.

EDF Energy a fait passer les centrales Dungeness B, Hunterston B et Hinkley Point B en phase de déchargement du combustible, respectivement en juin 2021, en janvier 2022 et en août 2022. La fermeture des quatre centrales RAG restantes est actuellement prévue d'ici 2028. Aux termes d'un accord conclu avec le gouvernement britannique en juin 2021, il incombe à EDF Energy d'opérer le déchargement du combustible des sept centrales RAG dans les dix prochaines années.

Le parc nucléaire existant d'EDF Energy fournit environ 15 à 20 % de l'électricité du pays depuis le milieu des années 1970. La production nucléaire en 2022 s'est élevée à 43,6 TWh, contre 41,7 TWh en 2021, en dépit du passage de Hunterston B et de Hinkley Point B en phase de déchargement du combustible.

Le soutien du gouvernement britannique au nucléaire a été confirmé avec l'ambition d'atteindre une capacité de 24 GW à l'horizon 2050 et le lancement de l'organisme « *Great British Nuclear* » avec le soutien d'EDF Energy. En partenariat avec CGN [5], EDF Energy construit à Hinkley Point, dans le Somerset, deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) reposant sur la technologie EPR. En 2022, le taux d'avancement de la construction d'Hinkley Point, la plus importante initiative contre le changement climatique au Royaume-Uni, est de plus de 50 %. À l'instar du franchissement d'étapes majeures sur le site lui-même, le raccordement de 57 km de la centrale au réseau national est achevé et l'objectif de 1 000 contrats d'apprentissage atteint.

Un projet EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell (Suffolk) est également en cours. Il a franchi sa plus importante étape à date avec la décision du gouvernement britannique d'investir environ 700 millions de livres sterling dans le projet. Ce financement couvrira la poursuite du développement du projet en vue d'une décision finale d'investissement. Cette annonce fait suite à l'approbation de la demande d'autorisation d'aménagement [6] en juillet 2022, ainsi qu'à la promulgation, en mars 2022, d'une nouvelle loi de financement applicable aux projets nucléaires. Cet investissement conduit CGN à sortir du projet.

EDF Energy explore également des solutions qui utilisent le fonctionnement du réacteur nucléaire pour produire de l'hydrogène et de la chaleur.

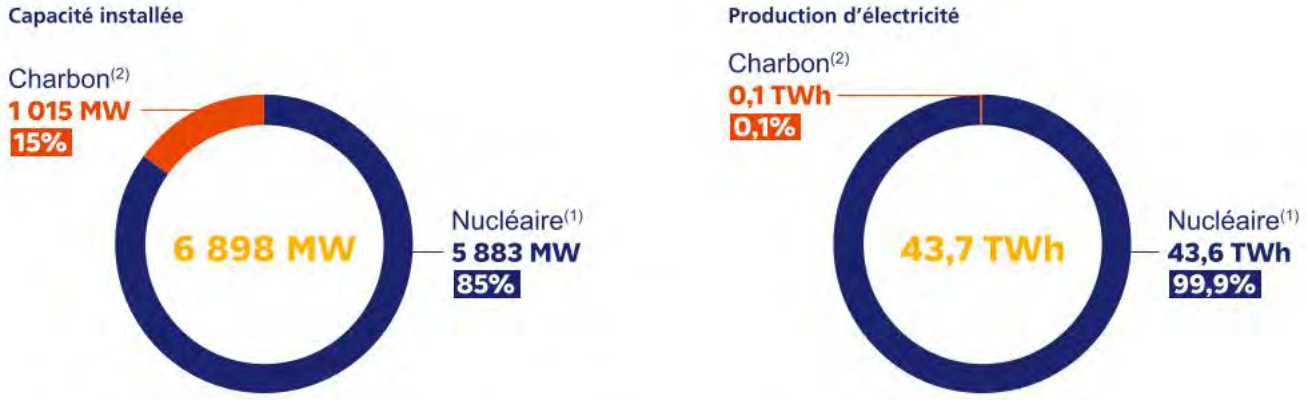
Par ailleurs, des études sont en cours, avec l'appui financier du gouvernement britannique, pour évaluer si le site de Hartlepool peut accueillir des réacteurs à gaz haute température.

EDF Energy est engagé dans une démarche d'excellence nucléaire et œuvre à préserver les compétences et les savoir-faire techniques pendant cette période de transition pour le secteur nucléaire.

(1) Réglementation PPN06/21.
(2) edf_carbon_reduction_plan.pdf (edfenergy.com).
(3) Scores pour la période avril-juin 2022.
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF Energy du 9 mars 2023 "*EDF confirms plans to keep turbines turning at Heysham 1 and Hartlepool power stations*".
(5) China General Nuclear Corporation.
(6) *Development Consent Order*.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni – 2022



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80 %/20 % entre EDF Energy et Centrica.
(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».
NB : les valeurs sont arrondies.

EDF Energy	31/12/2022	31/12/2021
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	43 656	43 372
Gaz fourni *(en GWh)*	29 910	36 032
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* [2]	5 542	5 512
Nombre de salariés [3]	10 795	11 141
Taux global d'accidents déclarés [4]	0,70	0,71

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité. Hors effectif Pod Point.
(4) Taux global d'accidents déclarés : Nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents pour Hinkley Point C s'élève à 0,09 à fin décembre 2022. En raison de l'accident mortel intervenu sur le site d'HPC, le taux réel communiqué était de 0.

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La réglementation suivante est applicable à la fois à la production d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Cadre réglementaire

Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction. Elle lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCOs), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend une évaluation de l'impact environnemental, la mise en place de mesures d'atténuation de celui-ci ainsi que la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

Office for Nuclear Regulation (ONR)

Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR) et l'Environment Agency (EA)/Scottish Environment Protection Agency (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les obligations d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites ;
- la *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;
- la loi sur l'énergie de 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Elle a également confirmé les missions de l'ONR dans les domaines de la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi décrit en détail les pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- les réglementations sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui sont basées sur la directive sur les normes de sûreté de base, (*Basic Safety Standards Directive*), et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- le règlement de 2016 sur les autorisations environnementales en Angleterre et au Pays de Galles (*Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*) et le règlement de 2018 sur les autorisations environnementales en Écosse (*Environmental Authorisations (Scotland) Regulations 2018*). Le règlement de 2016 fournit le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celui de 2018 fournit le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'inclut actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et la SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose

de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes. Cela débute par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. Le non-respect de la législation en matière de sûreté peut être sanctionné d'une amende d'un montant illimité, une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs, ou les deux.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy détient huit centrales nucléaires au Royaume-Uni (15 réacteurs) dont trois (six réacteurs) sont entrées en phase de déchargement du combustible. La capacité de production totale est passée de 7,3 GW à 5,9 GW entre début et fin 2022. Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Dungeness B est entré en phase de déchargement du combustible en 2021 ; Hunterston B et Hinkley Point B respectivement en janvier et en août 2022, conformément aux prévisions.

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis à gaz (RAG). La huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. En 2022, 2 événements de niveau 1 (anomalie) ont été enregistrés sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2022, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement 0,022 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2022 a été de 2,7 mSv, sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à respecter le niveau de sûreté requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courant entre deux arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

De plus, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus détaillé et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR). La poursuite de l'exploitation nécessite la validation de cet examen par l'ONR. Le prochain PSR à soumettre à l'ONR est prévu en janvier 2024 pour Sizewell B avec une décision attendue en janvier 2025.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté acquis par EDF Energy ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de six ans en moyenne.

Voir également dans la section 2.2.5, le facteur de risque 5A « Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE

Centrales électriques	Puissance [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)*	
Centrales électriques RAG		**2022**	**2021**
Dungeness B	-	-	(0,2)
Hartlepool	1 185	7,7	5,7
Heysham 1	1 060	6,3	5,8
Heysham 2	1 240	7,9	5,8
Hinkley Point B	965	4,1	4,8
Hunterston B	495	0,1	6,4
Torness	1 200	7,2	6,7
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	10,4	6,7
TOTAL	**7 343**	**43,6**	**41,7**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**77 %**	**59 %**

(1) Les capacités des réacteurs de production sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau au 1er janvier 2022. Au 31 décembre 2022, le réacteur 4 de Hunterston B et Hinkley Point B sont passés en phase de déchargement du combustible et la capacité des réacteurs de production a atteint 5 883 MW.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits. Les importations concernant des centrales non productrices ne sont pas prises en compte.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question. Concernant 2022, la centrale Hinkley Point B a été incluse jusqu'au 30 juin, c'est-à-dire la fin du dernier trimestre avant l'arrêt de la production, conformément au traitement des indicateurs de performance opérationnelle de la WANO (World Association of Nuclear Operators).

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a généré 43,6 TWh en 2022, soit 1,9 TWh de plus qu'en 2021 (41,7 TWh). L'augmentation de la production est en grande partie due à :

- deux arrêts réglementaires effectués en 2022, sur le réacteur 2 de Heysham 1 et le réacteur 2 de Torness, contre cinq en 2021 ;
- des pertes non planifiées en 2021 découlant de la suspension du rechargement du combustible à Heysham 2 et à Torness, de la réparation d'un manchon thermique à Sizewell B ainsi qu'à la validation d'un dossier de sûreté relatif à une fuite au niveau d'une canalisation du générateur de vapeur à Hartlepool ; partiellement compensés par :
- l'arrêt de l'exploitation de Hinkley Point B (le 1er août 2022) et de Hunterston B (le 7 janvier 2022), comme prévu initialement.

Après la suspension, en 2021, du rechargement en phase de production des 4 réacteurs de Heysham 2 et Torness, il a été décidé en 2022 de poursuivre leur rechargement, à l'arrêt, jusqu'au terme de leur exploitation.

DURÉES D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE ATTENDUES

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture
Hinkley Point B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	38 ans	13 ans	2021
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	41 ans	17 ans	2026
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	17 ans	2026
Torness	RAG	Mai 1988	40 ans	15 ans	2028
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	40 ans	15 ans	2028
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

* *Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la Nuclear Decommissioning Authority (« NDA »).*

1

La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste* – LLW), pour lesquels un exutoire existe incluant le centre de stockage en subsurface de Drigg dans le comté de Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste* – ILW) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste* – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité. Ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage et d'évacuation de ces déchets ;
- les déchets « *Higher Activity Waste* » (HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés en subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser). Le recours à une série d'exutoires et de solutions de recyclage doit favoriser l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par Sellafield limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme.

Le combustible usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec dédiée qui a vocation à stocker, en toute sécurité, le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible usé REP de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance leur stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes). La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Des politiques visant à améliorer et à optimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles s'inscrivent dans le cadre de politiques plus larges, établies à l'échelle de l'entreprise, en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

La gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenu, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement praticable, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin qu'ils ne puissent pas fuir ou s'échapper.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (EA – Environnement Agency) réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (*Pollution and Prevention Control*), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau (*Water Resources Act*), les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

En Écosse, l'agence de protection de l'environnement écossaise (Scottish Environmental Protection Agency – SEPA) réglemente l'élimination des déchets radioactifs provenant des sites nucléaires autorisés. En ce qui concerne les déchets radioactifs de très haute activité provenant des sites écossais, le gouvernement mène une politique de stockage à long terme en subsurface à proximité du site ou bien d'élimination.

Le démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumise à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ces exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) (*Nuclear Reactors (Environmental Impact Assessment for Decommissioning) regulations 1999*), qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation de cet impact.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (*Funding Decommisionning Programme*) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir également la note 15.2.3 « Provisions pour démantèlement » des annexes aux comptes consolidés.

EDF Energy est partie à une série d'accords (les Accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique et, depuis sa privatisation, par EDF Energy Nuclear Generation Ltd. qui effectue des versements trimestriels au NLF selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé une contribution supplémentaire de 5 milliards de livres sterling au NLF.

EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration le 23 juin 2021. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent qu'une fois la phase d'évacuation du combustible terminée sous la responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales RAG seront transférées à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) qui aura la responsabilité des activités ultérieures de démantèlement [1].

1.4.5.1.2.3 La production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre de tranches	Type de centrale	Puissance *(en MW)*	Production *(en TWh)* 2022	2021
West Burton A	Nottinghamshire	1969	2	Charbon et OCGT [1]	1 000	0,1	0,5
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	-	-	2,6
TOTAL	**ROYAUME-UNI**			**5**	**1 000**	**0,1**	**3,1**

(1) Turbines à gaz en circuit ouvert.

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture tient à l'évolution des conditions de marché ainsi qu'à la volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue au quatrième trimestre 2025.

La centrale de West Burton A est entrée en phase de démantèlement partiel le 1er octobre 2021, réduisant le nombre de tranches disponibles de 4 à 2 (et la capacité de 1 987 MW à 1 000 MW). West Burton A avait auparavant annoncé qu'elle fermerait le 30 septembre 2022 et entrerait en phase de démantèlement complet. Cependant, à la suite d'une demande du gouvernement en avril 2022, il a été convenu que West Burton A resterait en activité 6 mois supplémentaires, soit jusqu'au 31 mars 2023. La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. En 2022, West Burton A a produit 0,1 TWh d'électricité, soit 0,4 TWh de moins que l'année précédente, principalement en raison de la décision stratégique de réduire le stock de charbon actuel et de devenir une centrale de dernier recours en vue de sa fermeture.

La centrale CCGT de West Burton B a été cédée le 31 août 2021. EDF Energy fournit désormais à West Burton B une solution d'accès au marché qui offre des services de couverture à terme et d'optimisation.

EDF Energy exploite également une installation de stockage de gaz en milieu de cycle dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018. La cavité restante a été mise en service en décembre 2019. En 2020, la décision a été prise de déclasser l'installation de Hole House en raison de besoins importants d'investissements. Les travaux de démantèlement avancent bien et devraient être finalisés au plus tard au quatrième trimestre 2025.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, EDF Energy bénéficie sur le long terme de l'augmentation du prix de gros de l'électricité. Celui-ci résulte de l'application d'un prix du carbone aux émissions de CO_2 liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (SEQE) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone fixée à 18 £/tonne jusqu'en mars 2024.

1.4.5.1.2.4 La commercialisation

	31/12/2022	31/12/2021
Électricité fournie aux clients *(en GWh)*	43 656	43 372
Gaz fourni aux clients *(en GWh)*	29 190	36 032
Nombre de comptes clients résidentiels en fin de période *(en milliers)*	5 542	5 512

EDF Energy fournit du gaz, de l'électricité et des services associés aux clients résidentiels et professionnels en Grande-Bretagne. La société est également en charge de l'optimisation sur le marché de gros des actifs liés à production et à la clientèle d'EDF Energy. La taille des clients professionnels va des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour chacun des segments.

EDF Energy est le leader britannique dans le domaine des installations d'efficacité énergétique, au travers du programme d'obligation des énergéticiens (*Energy Company Obligation Scheme* – ECO).

EDF Energy reste engagé dans son programme de déploiement de compteurs intelligents et dans la modernisation des infrastructures britanniques pour permettre l'émergence des réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Clients particuliers

En 2022, EDF Energy a fourni 11,231 TWh d'électricité et 28,288 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2022, EDF Energy détenait 3,264 millions de comptes clients électricité et 2,278 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation en 2022 de 3 % a diminué par rapport à 2021 (17 %) en lien avec le contexte de crise énergétique. La part de marché d'EDF Energy a diminué, passant de 10,5 % [2] à fin 2021 à 10,4 % à fin octobre 2022.

Compte tenu de la crise inflationniste actuelle conjuguée à un ralentissement économique qui devrait se poursuivre jusqu'à la fin 2024, la capacité des clients à payer leurs factures d'énergie reste une préoccupation importante. EDF Energy est très impliqué, aux côtés du gouvernement et de l'Ofgem, sur les sujets de pérennité des fournisseurs, de méthodologie de plafonnement des tarifs par défaut (SVT cap) et d'aides gouvernementales aux consommateurs.

(1) Voir également la note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel » de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022.
(2) Chiffre publié par Cornwall insight. Périmètre électricité et gaz.

Crise énergétique

En 2021, les prix de gros du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni avaient considérablement augmenté. Cette évolution était liée à la baisse des stocks de gaz à la suite d'un hiver froid, aux retards dans la certification du gazoduc Nordstream II, à la forte demande de gaz en Asie et à une panne imprévue de l'interconnecteur entre le Royaume-Uni et la France. En 2021, EDF Energy a été nommée fournisseur de dernier recours (SoLR) pour plusieurs fournisseurs en faillite (Green Network Energy, Utility Point and Zog Energy). Courant 2022, dans le cadre du mécanisme de mutualisation des coûts en vue de leur recouvrement, il a présenté le taux d'acceptation de demandes initiales par l'Ofgem le plus élevé parmi les fournisseurs d'énergie (> 90 %).

Tout au long de l'année 2022, les prix de l'énergie pour l'hiver 2022 sont restés à un niveau élevé, en raison des restrictions de fourniture de gaz russe en Europe, de la faible disponibilité nucléaire en France et de moindres cargaisons de GNL compte tenu de plusieurs arrêts des sites de traitement. Le gouvernement a dû mettre en place plusieurs plans d'aide pour les consommateurs particuliers et professionnels dans le but de faire face à la perte du pouvoir d'achat. Ces plans d'aide ont protégé les clients d'une partie des conséquences de la crise énergétique actuelle.

Cependant, EDF Energy reste confronté à un risque important concernant sa stratégie de couverture en raison des incertitudes liées au niveau de la demande des clients face à la crise du coût de la vie et de la rapidité avec laquelle le marché des contrats fixes rouvre. Il existe également un risque de volatilité dû à un début d'hiver anormalement doux et à la baisse significative du soutien du gouvernement aux clients professionnels après le 31 mars 2023. En outre, le risque de créances irrécouvrables s'est accru en raison des problèmes de solvabilité des clients particuliers et professionnels dans un contexte de prix de l'énergie élevés.

EDF Energy s'engage très activement auprès de l'Ofgem, du gouvernement britannique et des autres parties prenantes dans les discussions sur la réforme de la réglementation des marchés et sur les moyens de soutenir les clients en 2023, et au-delà pour atteindre la neutralité carbone.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut et aide du gouvernement au règlement des factures

L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019. Le 3 février 2022, il a annoncé un rehaussement de 54 % du plafond tarifaire par défaut, applicable pour une période de six mois à partir d'avril 2022. Par la suite, l'Ofgem a annoncé un plafond de 3 549 livres sterling pour un client moyen prélevé automatiquement, du 1er octobre 2022 au 31 décembre 2022, soit une hausse de 80 % depuis la dernière révision. Il a également annoncé que le plafond tarifaire par défaut serait révisé chaque trimestre, et non plus chaque semestre.

Certains coûts des fournisseurs n'étaient pas recouvrables par le biais du calcul du tarif variable standard (SVT). En particulier, il n'a pas permis pas de recouvrer intégralement les coûts énergétiques liés aux clients passant au SVT à l'hiver 2021.

Afin de venir en soutien des ménages britanniques, le gouvernement britannique a mis en place le programme « *Energy Bill Support Scheme* (EBSS) ». Il prévoit une remise non remboursable de 400 livres sterling aux ménages éligibles pour les aider à régler leurs factures d'énergie sur 6 mois (octobre 2022 à mars 2023).

En complément, le gouvernement a annoncé le 8 septembre 2022 une « garantie des prix de l'énergie » (*Energy Price Guarantee* – EPG) à compter du 1er octobre 2022. Elle vise à limiter le montant qu'un fournisseur peut facturer par unité d'énergie consommée. À date, le dispositif permet de plafonner la facture d'énergie d'un foyer britannique type utilisant deux combustibles à environ 2 500 livres sterling par an. Les ménages devraient économiser environ 900 livres sterling sur la période hivernale (1er octobre 2022 au 31 mars 2023). Par la suite, le 15 mars 2023, le gouvernement britannique a annoncé la prolongation de l'EPG, à ce même plafond, jusqu'à fin juin 2023. Les fournisseurs seront entièrement compensés par le gouvernement pour les économies réalisées par leurs clients dans le cadre de l'EPG.

Résilience du marché de l'énergie de détail

En avril 2022, l'Ofgem a mis en place une mesure de stabilisation des marchés (MSC) et une interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux seuls nouveaux clients jusqu'à la fin mars 2023. Après consultation, l'Ofgem a annoncé, en février 2023, que ces mesures seraient étendues jusqu'en mars 2024.

La MSC oblige tout fournisseur à indemniser le précédent fournisseur lors de l'acquisition de nouveaux clients résidentiels si les prix de gros tombent en deçà d'un plafond de prix de gros défini. Ce mécanisme doit permettre de réduire le risque de défaillances coûteuses des fournisseurs et de garantir que les entreprises qui achètent de l'énergie en amont pour leurs clients ne seront pas pénalisées en cas de chute significative des prix de gros. La MSC a été déclenchée pour la première fois en novembre 2022.

L'Ofgem a également pris des mesures pour renforcer son cadre d'évaluation des nouveaux entrants en croissance sur le marché. Il a également allongé la période d'évaluation des nouvelles demandes de licence de fourniture.

ECO4 et *Warm Home Discount*

Le plan ECO3 a pris fin le 31 mars 2022. Il a été remplacé, à l'été 2022, par ECO4, la quatrième version du plan en vigueur jusqu'au 31 mars 2026. Tout comme ECO3, le dispositif ECO4 oblige les grands fournisseurs à favoriser les mesures d'efficacité énergétique pour aider les clients vulnérables à réaliser des économies sur leurs factures.

Par ailleurs, une consultation est en cours entre l'Ofgem et les grands fournisseurs d'énergie en vue d'introduire un programme parallèle appelé ECO+ qui devrait être lancé en avril 2023 et s'appliquer jusqu'au 31 mars 2026. Ce programme est conçu pour élargir les critères d'éligibilité des ménages afin qu'ils puissent bénéficier de mesures d'efficacité énergétique grâce à des subventions gouvernementales, lorsqu'ils ne sont pas éligibles à ECO4.

Le gouvernement a également confirmé cette année que le plan *Warm Home Discount* (WHD) serait prolongé de quatre ans supplémentaires, soit jusqu'à l'hiver 2025/2026. Le montant de l'aide accordée aux foyers éligibles a été porté à 150 livres sterling à partir de l'hiver 2022/2023.

Changement de fournisseur plus rapide

En juillet 2022, Ofgem a achevé son programme *Faster Switching* visant à rendre le changement de fournisseur plus rapide, plus facile et plus rentable pour les clients. Depuis le 18 juillet 2022, les clients peuvent changer de fournisseur dans un délai de quatorze jours. Une fois leur décision prise, le processus de changement doit se dérouler en cinq jours ouvrables (vs 21 jours précédemment).

Politique en matière de compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques étaient tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et les PME avant fin décembre 2021. Depuis janvier 2022, tous les fournisseurs sont tenus de poursuivre l'installation de compteurs intelligents jusqu'à fin décembre 2025, avec l'obligation d'atteindre des objectifs annuels minimum sur cette période.

Le gouvernement britannique a lancé une consultation sur ces objectifs pour les deux premières années, en 2022 et 2023. Ces objectifs sont ambitieux et il existe un risque réel que les fournisseurs ne les atteignent pas étant donné que l'installation de compteurs intelligents reste facultative pour les clients. EDF Energy et d'autres fournisseurs collaborent avec le gouvernement pour définir de futurs objectifs qui permettront d'achever le déploiement tout en conciliant le rythme d'installation, les normes techniques adaptées et une expérience client positive.

EDF Energy s'engage à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. En 2022, EDF Energy a installé 563 000 compteurs intelligents supplémentaires. À fin 2022, 54 % des clients d'EDF Energy éligibles disposent de compteurs intelligents. À date, 2,9 millions de compteurs intelligents ont été installés par EDF Energy malgré plusieurs difficultés rencontrées dont l'interruption du déploiement en raison de la crise sanitaire.

Clients professionnels

En 2022, 32,43 TWh d'électricité ont été fournis au segment des clients professionnels, dont 2,13 TWh à 241 000 petites entreprises (« PME ») et 30,29 TWh à 11 800 clients de taille moyenne et à 5 200 grandes entreprises commerciales et industrielles (« C&I »). Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente 157,9 TWh, faisant d'EDF Energy le plus grand fournisseur d'électricité en volume auprès des clients professionnels.

Le secteur s'est redressé après la réduction de la demande observée en 2020 du fait du Covid. Alors que le segment des clients professionnels en électricité au Royaume-Uni a connu une augmentation de 0,3 TWh au cours des six mois à compter du 30 avril 2021, une augmentation de volume de 1,7 TWh a été observée pour le segment des clients profesionnels d'EDF Energy en 2022.

En ce qui concerne les PME, la gestion des risques liés à la crise sanitaire a été le principal objectif pendant la majeure partie de 2020 et 2021. Des mesures ont été prises pour prendre en compte les risques supplémentaires dans les tarifs proposés, augmenter les limites de crédit et limiter l'expansion dans des secteurs à haut risque, afin de protéger la position d'EDF Energy. Malgré ce contexte, le nombre de clients PME a augmenté d'environ 9 % dans l'électricité cette année. Concernant le segment des moyennes entreprises, le nombre de compteurs a progressé de 45 % depuis le début de l'année.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, une approche ciblée a permis l'acquisition de 14 nouveaux clients en 2022 dont 2 supérieurs à 100 GWh. En outre, 23 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés.

Dans le secteur public, EDF Energy a fourni 17 TWh dans le cadre de plusieurs grands contrats, notamment avec *Crown Commercial Services*, *Network Rail* et *Scottish Procurement.*

Sur le marché du rachat de l'électricité, EDF Energy a développé son activité de PPA. Il est devenu le plus grand acheteur d'électricité renouvelable (sur la base de ses capacités propres et celles de tiers) selon le dernier rapport du secteur. EDF a également remporté l'appel d'offres lui permettant d'acheter la production annuelle de 6,5 TWh du parc éolien Sofia qui devrait être pleinement opérationnel en 2026.

Évolutions réglementaires

Plan d'aide au paiement des factures d'énergie

En septembre 2022, le gouvernement a mis en place le *Energy Bill Relief Scheme* (EBRS). Il vise à aider les entreprises à régler leurs factures d'énergie dans un contexte de hausse des prix. Dans ce cadre, le gouvernement accorde des remises sur les prix unitaires du gaz et de l'électricité. Cette remise est calculée en comparant la part du prix de gros estimé dans le prix unitaire qu'un client paierait lors de l'hiver 2022/2023 avec un prix de référence garanti par le gouvernement, inférieur aux prix de gros actuellement prévus pour cet hiver. Ce plan est en vigueur depuis le 1er octobre 2022 jusqu'au 31 mars 2023. L'aide est appliquée automatiquement sur les factures des clients éligibles par les fournisseurs d'énergie, qui récupèrent ensuite les coûts auprès du gouvernement.

Examen relatif aux microentreprises

À l'issue de deux années de travail, Ofgem a finalisé son examen relatif aux microentreprises en 2022. Il a donné lieu à plusieurs réformes du marché de ce segment afin de les protéger. Ces mesures sont entrées en vigueur le 1er octobre 2022.

Services liés au marché de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux activités d'achats d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes. Un département dédié d'EDF Energy a vocation à gérer, de façon centralisée, les risques inhérents au marché de gros dans le cadre de limites de risques et de contrôles prédéfinis. Il assure une interface unique avec le marché de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy. Il négocie et gère des services d'accès au marché et d'optimisation pour le compte de tiers, tels que des producteurs d'électricité.

Approvisionnement et vente d'électricité

Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue séparément à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus en interne aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également au travers de contrats d'achats d'énergie principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération. En 2022, ces achats ont représenté environ 8,1 TWh.

La plateforme innovante Powershift d'EDF Energy a enregistré ses premiers clients en 2019. Elle propose à ses clients des services de flexibilité et de prévisions pour le stockage et la production à petite échelle afin de rémunérer l'effacement de consommation. Ces services de flexibilité ont permis l'obtention de 273 MW supplémentaires en 2022 pour des contrats d'une durée de 7 à 12 ans.

La position de vendeur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2022, a été d'environ 1,6 TWh (y compris les ventes structurées). En 2022, EDF Energy a vendu environ 31,6 TWh et a acheté 30 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 sont conclus par EDF Energy pour couvrir les besoins en combustible provenant de ses centrales thermiques ainsi que la fourniture et le stockage de gaz pour ses clients. Ces achats sont basés sur les prévisions de production des centrales ainsi que sur les objectifs de stocks de combustible. En 2022, les approvisionnements en charbon d'EDF Energy se sont élevés à environ 131 000 tonnes, dans le cadre du contrat d'extension de West Burton A conclu avec National Grid afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'hiver 2022.

Pod Point

Pod Point a été introduit avec succès à la Bourse de Londres le 4 novembre 2021, levant 105 millions de livres sterling pour financer la croissance future du marché britannique des véhicules électriques. EDF a conservé une participation de 54,05 % dans Pod Point après l'introduction en Bourse.

En 2022, Pod Point a déployé 68 693 points de charges pour véhicules rechargeables. Ces ventes ont été réalisées dans un contexte de difficultés dans la chaîne d'approvisionnement et de ralentissement de la croissance du marché des véhicules électriques.

1.4.5.1.2.5 Le Nouveau Nucléaire

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

EDF participe au développement d'un projet de centrale nucléaire à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C » basé sur la technologie EPR).

Par ailleurs, EDF est actionnaire dans le projet « Bradwell B » basé sur la technologie UK HPR1000 et situé dans l'Essex.

Hinkley Point C (HPC)

EDF Energy détient 66,5 % de HPC, CGN détenant les 33,5 % restants.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels très importants pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés dans la section 2.2.4 au facteur de risque 4A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Réalisations du projet

- Sur la tranche 1, le 3e rondeau du *liner* a été posé dans le bâtiment réacteur, et les travaux d'aménagement mécanique, électrique et calorifique sur le dôme sont terminés. L'ensemble des installations de levage de la salle des machines U1 a été livré au lieu de stockage (y compris la grue de 300 tonnes), et est prêt à être installé.
- Les deux tunnels de prise d'eau de 3,5 km et le tunnel de rejet de 1,8 km sont terminés. Les 6 têtes de prise et de rejet d'eau en mer ont été correctement installées au fond de la mer.
- En avril, le simulateur a ouvert ses portes permettant de former les futurs opérateurs du réacteur.
- L'avancement des travaux de génie civil est de plus de 50 %. Par ailleurs, les travaux d'aménagement mécanique, électrique et calorifique ont tout juste commencé.
- Sur la tranche 2, les travaux sur la dalle à 5,15 m du bâtiment réacteur ont commencé.
- La fabrication des équipements essentiels a progressé avec l'achèvement de la fabrication de la cuve du réacteur de la tranche 1 livrée sur site en février 2023. Les poutres du pont polaire ont également été livrées sur site.

Le financement du projet

- EDF Energy a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans l'accord préalable du gouvernement britannique.
- Les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. Ces dispositions font partie d'un accord d'actionnaires signé entre EDF Energy et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité.
- Étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels ("*voluntary equity*") à un horizon estimé au deuxième semestre 2023. La probabilité que CGN ne finance pas le projet au-delà de son engagement contractuel (de "*committed equity*") est élevée. Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres additionnels, il est probable que le groupe EDF soit amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part de « *committed equity* ».

Coûts du projet et calendrier

Les objectifs de calendrier et de coûts à terminaison issus de la dernière revue à date du projet ont été annoncés le 19 mai 2022 [1] :

- un objectif de démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 fixé à juin 2027, au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 [2] ;
- des coûts à terminaison du projet estimés, lors de cette revue, entre 25 et 26 milliards de livres sterling 2015 [3], soit entre 31 et 32 milliards de livres sterling en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles fin 2021 [4] ;
- le risque de report de livraison reste évalué à environ 15 mois pour chaque tranche, en supposant notamment l'absence d'effets additionnels de la guerre en Ukraine.

Le calendrier et le coût des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus à ce stade du projet.

Les performances des principaux travaux de génie civil et de montages électromécaniques ont été moins bonnes que prévu en 2022. Des actions sont en cours visant à rattraper le retard pris estimé entre 3 et 6 mois.

À la fin de l'année 2022, les coûts engagés, hors intérêts intercalaires, de l'ensemble du projet [5] s'élèvent à 18,7 milliards de livres sterling (en monnaie courante) ou 16,1 milliards en livres sterling 2015. Les intérêts intercalaires s'élèvent à 960 millions de livres sterling.

A fin 2022, le Groupe a enregistré des pertes de valeur au titre du projet HPC à hauteur de 0,55 milliards d'euros. Ces pertes de valeur sont liées d'une part à l'augmentation de 100 points de base du taux d'actualisation entre 2021 et 2022 dans le contexte de marché au Royaume-Uni, et d'autre part à la mise à jour du calendrier et des coûts du projet. Cette dépréciation est réversible (voir la note 10.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022).

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR continue à assurer une surveillance réglementaire complète du projet HPC.

Au quatrième trimestre 2022, l'ONR a approuvé, dans le cadre de son dispositif flexible d'autorisation, la fin de la fabrication et le transport de la cuve du réacteur depuis le site de Saint-Marcel de Framatome. Une autorisation de l'ONR sera nécessaire ultérieurement pour installer la cuve.

En novembre 2022, une personne est tragiquement décédée sur le site à la suite de blessures causées par écrasement. L'enquête formelle de l'ONR à ce sujet se poursuit.

Contrat pour Différence (Contract for Difference – CfD) [6]

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence relatif à HPC. Ce dernier a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État par la Commission européenne en octobre 2014.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont les suivantes :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh. Le prix d'exercice sera réduit à 89,50 $£_{2012}$/MWh si le projet Sizewell C prend une décision finale d'investissement favorable. Une compensation ultérieure de Sizewell C en faveur de HPC afin de partager les coûts de l'EPR, les premiers du genre, entre les deux projets britanniques, sera payable à la plus tardive des échéances suivantes : le 31 décembre 2025 ou la date de FID du projet Sizewell C ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée d'exercice est de 35 ans. En cas de retard de l'unité 1 conduisant à sa mise en service commerciale postérieurement au 1er mai 2029, ou de retard de l'unité 2 conduisant à sa mise en service commerciale postérieurement au 31 octobre 2029, la durée d'exercice de 35 ans correspondante sera réduite de la période de retard excédant la date associée ;
- par ailleurs, tout retard de mise en service commerciale de l'unité 1 de plus de 4 ans après la date limite prévue par le contrat relatif à l'unité 2, dite date de mise en service impérative (*Longstop Date*), autorise le gouvernement britannique (sans obligation) à mettre fin au contrat. Compte tenu des répercussions de la crise sanitaire Covid sur le projet, la date de mise en service impérative a été reportée du 1er novembre 2033 au 1er novembre 2036 ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les quinzième et vingt-cinquième années, et des cas de révision, à certaines conditions, des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (« *Funding Decommissioning Programme* ») ;

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond annuel. En revanche, le contrat comporte des clauses de protection contre le risque de changement de loi et contre tout risque de réduction de la fourniture d'électricité au réseau de sorte que le projet est couvert contractuellement contre ces deux événements.

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

Postérieurement à la phase de mise en service, la rentabilité de l'investissement en euros varie en grande partie au gré des fluctuations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les recettes étant générées en livres sterling et indexées sur l'inflation.

Le projet HPC est protégé contre les fluctuations des prix du marché de l'électricité pendant la période du CfD. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité au-delà de la période du CfD.

En termes de devises, environ un tiers des coûts du projet est libellé en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre. En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livre augmente et sa rentabilité baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau du projet.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF a déployé une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement dans HPC.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et de gestion des déchets (*Funding Decommissioning Programme* – FDP) de HPC ont été signés le 29 septembre 2016. Pour un détail des exigences réglementaires applicables aux opérateurs nucléaires, se reporter à la section 1.4.5.1.2.2.

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3,26 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans.

Le projet repose sur une stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC. Sizewell C bénéficiera des retours et de l'expérience d'HPC ainsi que d'une chaîne logistique britannique complète à tous égards, ce qui devrait améliorer la visibilité en termes de calendrier et de coûts. Des réflexions d'organisation et collaboration avec Hinkley Point C sont en cours visant à sécuriser les bénéfices de la réplication d'HPC sur le projet Sizewell C, tout en tenant compte de la différence de gouvernance (pourcentage de détention à terme, partenaires,...). Selon les schémas, le risque de non-compatibilité avec l'objectif de déconsolidation du projet pourrait être significativement accru.

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 19 mai 2022 « Point d'actualité sur Hinkley Point C ».
(2) Depuis le début de la construction, le projet a été retardé de 18 mois au total, principalement en raison de la crise sanitaire de Covid-19. Voir le communiqué de presse du 19 mai 2022.
(3) Coûts nets des plans d'actions opérationnels en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euro.
(4) Sur la base des indices d'inflation au 30 juin 2022, le coût à terminaison nominal estimé pourrait atteindre 32,7 milliards de livres. Le coût réel reste inchangé.
(5) Montant calculé aux bornes du projet en cohérence avec les coûts à terminaison du projet.
(6) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

Décision du gouvernement britannique de soutenir le développement de Sizewell C

Le gouvernement britannique a exprimé l'intention de parvenir à une décision finale d'investissement (FID) concernant au moins une centrale nucléaire de grande envergure au plus tard à la fin de la législature (soit le 24 janvier 2025), sous réserve d'un bénéfice financier avéré et de l'obtention de toutes les autorisations requises. Cet objectif, à l'origine défini dans le livre blanc de l'énergie (*Energy White Paper*) de 2020, a depuis été intégré aux stratégies gouvernementales en matière de neutralité carbone et de sécurité énergétique britannique.

En janvier 2022, le gouvernement britannique a investi indirectement 100 millions de livres sterling de fonds publics dans le développement du projet Sizewell C, sous la forme d'un versement à EDF, en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet. Cette option restera en place jusqu'à la FID, le droit pour le gouvernement britannique d'exercer l'option n'étant déclenché avant la FID que si EDF décidait de ne pas poursuivre le projet.

Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour soutenir la poursuite du développement du projet et accroître sa participation au cours de l'année 2023 jusqu'à atteindre 50 %, à parité avec EDF, dans la perspective d'une FID attendue en 2024. À fin décembre 2022, le gouvernement britannique détient 32 % du projet et EDF les 68 % restants.

L'investissement du gouvernement britannique a conduit également à la sortie de China General Nuclear (CGN) du projet Sizewell C. CGN détenait une participation d'environ 20 % dans le projet jusqu'au 28 novembre 2022. Il reste actionnaire du projet Hinkley Point C.

Cadre de régulation et mécanisme de partage des risques

Une nouvelle loi (*Nuclear Energy (Financing) Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR) pour financer de futurs projets nucléaires. Le modèle BAR est un modèle de financement éprouvé qui a déjà servi à financer d'autres infrastructures de premier plan au Royaume-Uni, comme des réseaux de distribution d'eau, de gaz et d'électricité. Dans ce cadre, une société se voit octroyer par un régulateur une licence lui permettant de facturer un prix réglementé aux consommateurs en échange de la mise à disposition de l'infrastructure.

Le projet Sizewell C est éligible au modèle BAR depuis novembre 2022 mais un tel modèle de financement n'a jamais été mis en œuvre au Royaume-Uni pour des projets de cette nature et de cette ampleur.

Dans le cadre du modèle BAR, le projet recevrait un revenu autorisé dès le début de la construction qui serait financé par les fournisseurs d'électricité qui se verraient facturer le coût du projet en tant qu'utilisateurs du système électrique. L'autorité de régulation fixerait un niveau de revenu autorisé pour le projet lui permettant de recouvrer les coûts (construction et exploitation) et de rémunérer les capitaux investis dans un cadre réglementaire incitatif pour réaliser le projet. Le recouvrement des coûts de développement engagés avant la date de la FID via le modèle BAR reste à confirmer.

En sus du modèle BAR, le projet Sizewell C bénéficierait d'un ensemble de mesures d'aide du gouvernement (*Government Support Package*, GSP) protégeant les investisseurs et les prêteurs contre certains risques à fort impact. La combinaison du modèle BAR et du GSP vise à partager les risques de construction et d'exploitation du projet entre les consommateurs, les contribuables et les investisseurs et à réduire le coût de financement.

Les conditions relatives au modèle BAR et au GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique.

Financement du projet

Les modalités de financement du projet ne sont pas définies à ce stade.

Consentements, autorisations et licences

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (DCO [1]) donnant ainsi son feu vert au lancement de la construction de la centrale. Un recours devant les juridictions britanniques a été lancé et est en cours. Une audience est prévue en mars 2023.

En juillet 2022, l'ONR a conclu que la demande de licence de site nucléaire relative à Sizewell C répondait à presque tous les critères définis dans les instructions réglementaires, avec un nombre limité de mesures restantes à prendre. La licence de site nucléaire devrait être formellement accordée à la date de la décision finale d'investissement.

Les permis environnementaux principaux, indispensables à l'exploitation de la future centrale, ont atteint le statut « *minded to grant* » auprès de l'Agence britannique pour l'environnement.

Participation d'EDF après la décision finale d'investissement

À la date de la FID, EDF prévoit de réduire sa participation au projet à 19,99 % au plus, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation).

Si la FID est prise, EDF fournira le design de l'EPR britannique, les gros équipements clés via Framatome, les turbines à vapeur (dans le cadre de l'acquisition par EDF de GE Steam Power), les assemblages combustibles pour les premiers cycles au moins et des services connexes au projet Sizewell C.

Décision finale d'investissement (FID)

La construction de la centrale demeure soumise à la FID. EDF et le gouvernement britannique collaborent pour finaliser les étapes restantes et préparer le projet à de nouveaux investissements.

La capacité d'EDF à prendre une FID et à contribuer au financement de la phase de construction dépend de la réalisation de certaines conditions, notamment :

- la sécurisation du financement du projet qui repose, entre autres, sur le cadre de régulation et le niveau de risque résiduel post GSP, dépendant également des évolutions macroéconomiques ;
- la capacité d'EDF à déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) à compter de la FID ;
- une rémunération du capital attendue par EDF, en tant qu'investisseur jusqu'à 19,99 %, conforme à sa politique d'investissement ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions ;
- la finalisation du GSP ;
- un accord avec le gouvernement britannique concernant l'estimation de référence du coût à terminaison et du calendrier du projet ;
- la finalisation des principaux contrats d'EDF à signer à la date de la FID.

L'engagement d'EDF de financer Sizewell C jusqu'à la date de la FID est soumis à un plafond de fonds propres, sans aucune obligation de financer le projet au-delà. La non-obtention de ces conditions conduirait le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement. En particulier, une décision d'investissement alors que la capacité d'EDF à déconsolider le projet ne serait pas acquise pénaliserait lourdement le Groupe (voir la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », le facteur de risque intitulé « 4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Si EDF décidait de ne pas prendre de FID, le gouvernement britannique aurait le droit d'exercer son option sur l'achat du terrain ou sur les actions d'EDF dans Sizewell C.

Bradwell B

EDF et CGN ont signé des accords en marge des contrats relatifs à HPC et à Sizewell C, le 29 septembre 2016, afin de :

- obtenir la certification de la conception du réacteur chinois HPR1000 développé par CGN au Royaume-Uni (*UK Hualong Pressurised Water Reactor* – UK HPR1000). Ce processus est piloté par une co-entreprise, General Nuclear Systems Limited (GNSL), actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF ;
- développer une centrale nucléaire à Bradwell-on-Sea, dans l'Essex (au Royaume-Uni) reposant sur la technologie UK HPR1000. Ce processus est piloté par une joint-venture (« Bradwell Power Holding Company Limited » ou BRB) actuellement détenue à 66,5 % par CGN et à 33,5 % par EDF.

La procédure d'évaluation du design générique (GDA – *Generic Design Assessment*) relative à la technologie du réacteur UK HPR1000 britannique s'est achevée avec succès en février 2022 avec la confirmation de l'acceptation de la conception [2] par l'ONR et la déclaration d'acceptabilité [3] par l'Agence pour l'environnement.

Le projet n'a pas connu de développement particulier depuis le GDA.

La réalisation du projet de construction d'une centrale nucléaire basée sur le réacteur UK HPR1000 est peu probable, principalement en raison du manque de soutien politique et de la part des parties prenantes locales (voir la section 2.2.4 « Risque 4A »).

(1) *Development Consent Order*.
(2) *Design Acceptance Confirmation*, DAC.
(3) *Statement of Design Acceptability*, SoDA.

L'engagement d'EDF de financer GNSL et Bradwell est soumis à un plafond, sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

1.4.5.1.3 Brexit

Le Royaume-Uni a quitté l'Union européenne (UE) le 31 janvier 2020 puis est entré dans une période de transition qui s'est achevée le 31 décembre 2020.

L'Accord de commerce et de coopération entre l'UE et le Royaume-Uni (*Trade and cooperation agreement* – TCA) conclu le 24 décembre 2020 établit les fondements de leur relation depuis le 1er janvier 2021. EDF Energy avait identifié les risques commerciaux découlant de la sortie du Royaume-Uni et s'y était bien préparé ce qui lui a permis de gérer la plupart des impacts défavorables.

L'accord sur le nucléaire civil (*Nuclear Cooperation Agreement* – « NCA ») conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni est semblable à d'autres NCA que l'UE a signés avec des pays tiers. Il s'appliquera pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de garanties, de sûreté et de sécurité. Il fournit également un cadre pour le commerce des matières et des technologies nucléaires, facilite la recherche et le développement et permet l'échange d'informations.

EDF Energy, en étroite collaboration avec le gouvernement britannique et les organisations professionnelles, continue à suivre l'évolution des relations commerciales entre l'UE et le Royaume-Uni et à s'y adapter.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés du groupe EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique. Le Groupe est présent en Italie principalement via sa participation de 97,2 % au capital d'Edison [1], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité, du gaz et des services énergétiques et environnementaux et marque italienne réputée.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis liés en particulier à la transition énergétique et au choix de mix de long terme. Grâce à son positionnement et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements de ce marché. Il vise en parallèle la recherche d'efficacité et de rentabilité, en cohérence avec les politiques énergétiques italienne et internationale.

Au cours de l'année 2022, Edison a poursuivi la mise en œuvre de sa stratégie de transformation. Il renforce notamment sa position d'acteur responsable dans le contexte de la transition énergétique. Ceci s'est notamment traduit par la rationalisation et l'accroissement de la production renouvelable, la construction de deux centrales à gaz de dernière génération à émissions réduites de CO_2, le développement des services énergétiques, l'accroissement du portefeuille de clients finals et le développement des gaz verts. Edison met ainsi en œuvre son plan d'actions de décarbonation, conformément au PNIEC[2] italien, au *Green Deal* européen et aux objectifs de développement durable des Nations Unies (ODD).

Dans ce cadre, Edison s'est notamment doté d'une politique de développement durable basée sur les ODD pour œuvrer à la protection de la planète et à l'amélioration de la qualité de vie.

Par exemple, compte-tenu des faibles précipitations en 2022, Edison a mis en place plusieurs actions pour contribuer à protéger les territoires où il est présent et les besoins des communautés locales. Ainsi, Edison a augmenté les rejets d'eau en aval des barrages de la Valteline (Lombardie). Malgré les difficultés rencontrées par le secteur hydroélectrique avec des productions réduites de 35,3 % par rapport aux moyennes historiques, Edison a choisi de remoduler temporairement la programmation de la production d'électricité. Il confirme ainsi son engagement en tant qu'opérateur responsable.

De même, dans un contexte 2022 de forte volatilité des prix et d'incertitude sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, Edison a pu maximiser la flexibilité de son portefeuille d'importation de gaz au bénéfice de ses clients et du marché italien en général. La société contribue également à la sécurité d'approvisionnement avec Edison Stoccaggio qui, en octobre 2022, avait déjà atteint 100% de sa capacité de stockage.

Les principaux axes de développement à venir sont les suivants :

- **Énergies renouvelables et flexibilité :** pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison a l'ambition d'augmenter sa production d'énergies renouvelables. Il cible des investissements dans l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité pour atteindre une capacité de 5 GW d'ici 2030. En parallèle, Edison a pour objectif de développer des outils de flexibilité tels que le stockage et le pompage hydraulique en complément des sources renouvelables intermittentes non programmables.
- **Clients et services :** Edison a pour ambition de renforcer sa position sur le marché italien en accroissant sa base de clientèle et en faisant preuve d'innovation dans son offre. La société vise le développement des services énergétiques auprès des clients finals, en particulier les segments des clients résidentiels, industriels, du tertiaire et de l'administration publique. Edison vise à accroître ses parts de marché en aidant les clients et les territoires à accroître leur compétitivité, leur efficacité, leur performance environnementale et le niveau de bien-être individuel. Edison promeut la mobilité durable, tant avec des solutions de mobilité électrique qu'en favorisant le développement d'installations pour la vente de GNL pour le transport lourd terrestre et maritime.
- **Gaz/gaz vert :** Edison est engagé dans le développement de deux CCGT à haut rendement dont la mise en service est attendue au cours de l'année 2023. L'objectif est de compenser l'intermittence des sources renouvelables non programmables et de réduire les émissions. Edison souhaite également jouer un rôle clé dans le développement des gaz verts (hydrogène et biométhane). Par ailleurs, le rôle d'Edison est crucial pour assurer la sécurité de l'approvisionnement italien grâce à un portefeuille de gaz diversifié, non dépendant du gaz russe, et grâce à ses stockages de gaz.

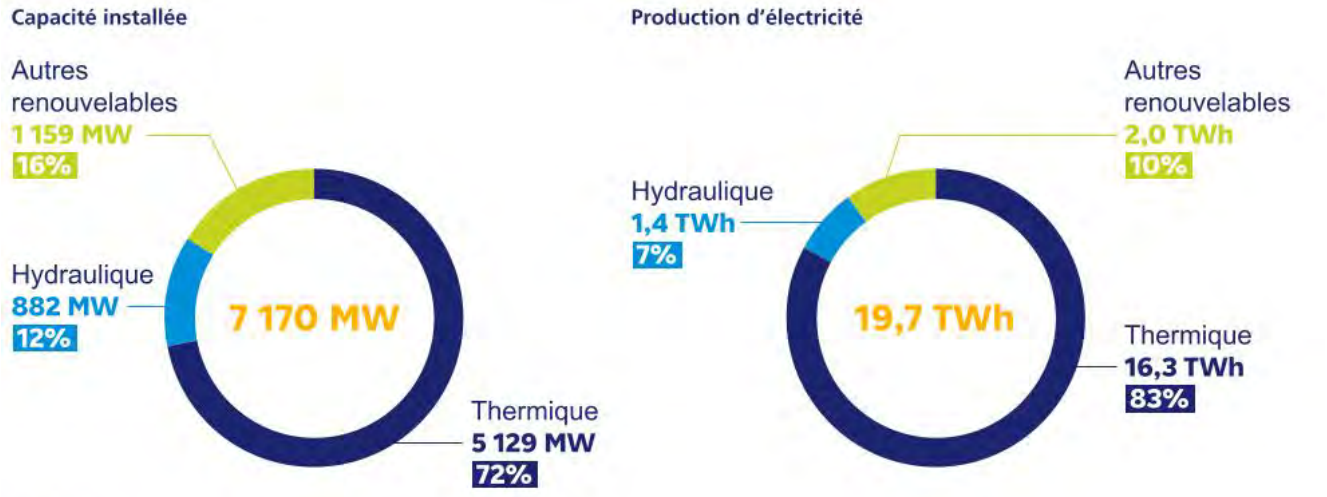
Edison est, par ailleurs, la plateforme gazière du groupe EDF. La société assure depuis 2017, via un contrat de services avec EDF, la gestion intégrée de tous les actifs et le développement des activités gazières amont d'EDF (notamment approvisionnements gaz et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading, en charge de la valorisation des actifs et des opérations à court terme sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni.

En février 2022, suite à la dégradation d'un cran, à « Baa1 avec perspective négative », de la note d'EDF, Moody's a abaissé la note d'Edison à « Baa3 avec perspective négative ». En décembre 2022, S&P a confirmé la notation « BBB avec perspective stable » et a supprimé la perspective négative à la suite d'une action similaire sur la notation d'EDF. Standard&Poor's et Moody's ont tous deux noté la forte performance opérationnelle d'Edison, ses solides paramètres de crédit, son profil de risque amélioré et les progrès réalisés dans son repositionnement stratégique.

(1) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.
(2) *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.*

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison en Italie [1] – 2022



(1) En données consolidées, services d'efficacité énergétique auprès des clients inclus.
NB : les valeurs exprimées sont arrondies.

1.4.5.2.3.1 Activité de production électrique

La production 2022

La capacité de production installée d'Edison en Italie s'élevait, au 31 décembre 2022, à 7,2 GW pour une production nette d'électricité de 19,7 TWh en 2022, soit une hausse de 12,7 % par rapport à 2021 (EESM [1] inclus).

Selon les données de production 2021 [2], Edison est le quatrième producteur au niveau national. En 2022, sa production électrique représente environ 7,2 % de la production nette italienne d'électricité.

La hausse de la production d'Edison en 2022 est essentiellement due à l'augmentation de la production thermique (15,7 TWh hors EESM, soit +28,9 % par rapport à 2021). Cette augmentation a compensé la faible production hydroélectrique. En 2022, la production hydraulique d'Edison s'élève à 1,4 TWh. La baisse de 46,1 % par rapport à 2021 est principalement attribuable à la forte réduction des précipitations. La production éolienne et des autres énergies renouvelables s'élève à 1,9 TWh en 2022, en baisse de 2,3 % par rapport à 2021. La diminution a été partiellement compensée par un effet périmètre lié à l'acquisition de Vibinum Srl et d'Aerochetto Srl au troisième trimestre 2021, et de Winbis Srl et Cerbis Srl en juillet 2022 et à la mise en service de la centrale de Mazara 2 en août 2022.

Le parc de production

À date, le parc de production d'Edison (hors EESM) est composé de 107 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques (CCG), 53 parcs éoliens et 56 centrales photovoltaïques. La production d'électricité (hors EESM) est issue pour 82 % des CCG, pour 8 % de l'hydraulique et pour 10 % de l'éolien et des autres énergies renouvelables.

Afin de garantir la flexibilité et la sécurité du système électrique national, Edison a poursuivi la construction des centrales CCGT de Marghera Levante (780 MW) et de Presenzano (760 MW), initiée respectivement, en 2019 et en 2020. Il s'agit de deux installations très flexibles, efficaces (efficacité énergétique de 63 %) et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La mise en service industrielle est prévue au cours de l'année 2023. Les deux centrales bénéficieront, pendant 15 ans, de la contribution fixe de 75 000 €/MW liée au marché de capacité, avec un impact positif sur la volatilité des marges d'Edison, sous réserve du respect des dates de mise en service et des critères spécifiques de disponibilité.

En juillet 2022, Edison a acquis un parc éolien de 66 MW en Campanie. Edison y est déjà présent avec un autre parc éolien de 70 MW. À la suite de cette acquisition, il exploitera l'un des plus grands parcs éoliens terrestres d'Italie d'une puissance totale de 136 MW. Edison a par ailleurs inauguré un parc éolien à Mazara del Vallo (Sicile) en juin 2022. Il renforce ainsi son engagement dans le développement de la production renouvelable. Avec cette nouvelle installation d'une puissance de 45 MW, Edison dépasse 1 GW de capacité éolienne installée et confirme sa place de leader italien dans ce secteur stratégique.

Outre l'éolien, l'entreprise confirme ses ambitions de croissance sur les autres technologies renouvelables. La société compte, à date, 7 nouvelles installations photovoltaïques en construction, 2 en Sicile et 5 autres au nord de l'Italie. En janvier 2022, elle a aussi finalisé l'acquisition des installations mini-hydro d'Energia Italia et mis en service la nouvelle centrale mini-hydro de Saint Barth. Enfin, la construction d'une nouvelle centrale mini-hydro de 2,7 MW dans le Piémont est en cours.

A l'avenir, son développement dans les renouvelables se poursuivra via à la fois une croissance organique et des partenariats avec des développeurs tiers incluant des options pour l'acquisition de projets de nouvelles installations.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce avec la détention de 50 % de ElpEdison SA, l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays. Cette entité est propriétaire de deux CCGT : celui de Thessalonique (426 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison, et développe progressivement son activité de commercialisation notamment sur le marché des particuliers.

Enfin, toujours à l'étranger, Edison détient une participation de 20 % dans la société de production hydroélectrique Kraftwerke Hinterrhein AG en Suisse (626 MW).

En cours d'année, Edison a cédé 50 % des parts de sa filiale Ibiritermo au Brésil qui exploite un CCG de 226 MW.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie, à travers Edison, de compétences sur l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz naturel. Le portefeuille italien d'approvisionnement en gaz d'Edison s'appuie principalement sur un ensemble de contrats long terme. Il se compose fin 2022 :

- d'environ 14,5 milliards de mètres cubes presque entièrement d'importation via gazoduc et de GNL provenant de la Libye, du Qatar, de l'Azerbaïdjan et de l'Algérie ;
- de 6,6 milliards de mètres cubes achetés sur le marché ou via des contrats court terme ou encore produits en Algérie.

En 2022, les ventes totales de gaz se sont élevées à 21,1 milliards de mètres cubes (contre 18,9 milliards de mètres cubes en 2021). Edison a livré 5,0 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 1,6 milliard de mètres cubes au secteur résidentiel, 5,4 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison), 9,0 milliards de mètres cubes sur le marché de gros et 0,1 milliard de mètres cubes de ventes de la production à l'étranger.

En raison du contexte géopolitique, l'unique contrat de fourniture de gaz russe pour 1 bcm n'a pas été renouvelé pour 2023.

(1) EESM : *Energy & Environmental Services Market division*.
(2) Données publiées par l'ARERA (figure 2.1 page 99 volume 1 rapport ARERA 2022) ; les données 2022 seront disponibles mi-2023.

En revanche, à partir de 2023, Edison importera du gaz GNL des États-Unis grâce au contrat avec Venture Global qui devrait démarrer au second semestre.

Les infrastructures gaz

Edison participe au développement de projets d'infrastructures d'importation de gaz, à travers la société IGI Poseidon détenue à 50 % par Edison [1]. IGI Poseidon promeut les trois projets suivants :

- EastMed, une interconnexion entre la Grèce et la Méditerranée Orientale. Elle permettra d'avoir un accès direct aux ressources gazières de la Méditerranée orientale (Israël, Chypre) et les reliera aux marchés grec, italien et européen. Le projet repose sur une ligne *offshore/onshore* de 10 Gm^3/an, extensible jusqu'à 20 Gm^3/an. Sa viabilité et sa durabilité ont été démontrées d'un point de vue technologique et économique par des études d'ingénierie réalisées depuis 2014. La pertinence stratégique du projet a été confirmée par l'accord intergouvernemental de 2020 et par l'obtention d'un statut d'importance nationale et d'utilité publique délivré par le gouvernement grec. Le projet est dans sa phase finale de développement pour faire l'objet d'une évaluation d'investissement dans les années à venir ;
- Poseidon, une interconnexion entre la Grèce et l'Italie, qui, en se connectant à EastMed, permettra de transférer les ressources gazières disponibles de la Grèce à l'Italie. Le projet est un actif mature dont les activités d'ingénierie sont finalisées. Il a obtenu les permis requis en Grèce et en Italie. En mai 2020, il a été déclaré projet d'importance nationale pour la Grèce ;
- IGB, un gazoduc de 182 km, opéré par ICGB et détenu conjointement par BEH [2] et IGI-Poseidon, qui relie la Grèce et la Bulgarie. L'infrastructure a une capacité de 3 milliards de mètres cubes de gaz. Le lancement commercial du gazoduc est intervenu en octobre 2022. Sa mise en service ouvre aux pays du sud-est de l'Europe une nouvelle voie d'approvisionnement stratégique en termes de sécurité et de diversification alternative au gaz russe. Le gazoduc a bénéficié d'un financement de 110 millions d'euros de la Banque européenne d'investissement (BEI).

Ces projets figurent parmi les projets d'intérêt commun de la Commission européenne et bénéficient d'aides de l'Union européenne. EastMed bénéficiera d'une contribution de la Commission européenne à hauteur de 50 % de ses coûts de développement (environ 37 millions d'euros).

Edison détient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité contractuelle à long terme du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an. Il est dédié à la regazéification du gaz importé du Qatar avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II).

Dans le domaine du GNL, Edison est engagé, depuis 2018, dans le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL. L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions pour les transports maritimes et routiers. Le projet, porté par la société Depositi Italiani GNL (détenue à 30 % par Edison [3]), comprend un dépôt côtier dans le port de Ravenna dans lequel le GNL est déposé via un petit méthanier dédié. Le dépôt a une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). Il assure l'alimentation de jusqu'à 12 000 camions et 48 transbordeurs.

Par ailleurs, Edison prévoit la réalisation ultérieure d'installations dans le Sud Italie, dont celle de Brindisi qui a déjà obtenu l'autorisation de construction. Elles permettront de développer une chaîne logistique au service de la mobilité durable dans le Mezzogiorno. À cet égard, dans le cadre des fonds liés au PNRR (*Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*), Edison a récemment obtenu la possibilité de recevoir une subvention comprise entre 45 et 65 millions d'euros pour la construction de l'entrepôt de Brindisi.

Afin de développer le *Small-Scale* GNL en Italie, Edison a signé en 2022 un accord avec Snam, qui prévoit également la possibilité de développer et d'investir conjointement dans certains projets. Cette initiative s'appuiera sur le développement du secteur italien du GNL pour encourager le remplacement progressif du diesel et soutenir l'utilisation du biométhane liquide (Bio-GNL). L'objectif est de favoriser la décarbonation des transports terrestres, navals et ferroviaires, ainsi que des usages industriels et civils hors réseau.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2022, Edison a vendu 37 TWh d'électricité en Italie (contre 34,8 TWh[4] en 2021, soit une hausse de 6,2 %) dont 19 TWh produits [5] et 18 TWh achetés sur les marchés. 0,7 TWh sont liés à la division du marché de l'énergie et des services énergétiques. Les ventes aux clients finals se sont établies à 14,2 TWh, en hausse de 6,6 % par rapport à 2021 grâce à l'augmentation de la consommation des clients du marché d'affaires et à la croissance du segment des particuliers.

Les ventes de gaz sont de 21,1 milliards de mètres cubes, en augmentation, notamment pour les utilisations thermoélectriques (+ 6,9 %) et sur le marché de gros (+ 52,1 %). Les ventes à des fins industrielles (- 14,2 %) et civiles (- 19,8 %) ont diminué en raison de la baisse de la consommation notamment due à l'évolution des prix.

À fin 2022, Edison dessert environ 1,76 million de sites en électricité et en gaz sur les segments des professionnels et des particuliers (+ 10,6 %).

Le Groupe s'adresse aux différents segments de marché : résidentiel, petites entreprises et grands clients industriels. Il propose des solutions pour la fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des services à valeur ajoutée. Edison contribue, de façon concrète, à la transition énergétique via des solutions favorisant la réduction de l'empreinte carbone et de l'impact environnemental telles que la recharge électrique, le photovoltaïque, les pompes à chaleur et les chaudières.

Pour la commercialisation de ses produits électricité, gaz et service à valeur ajoutée auprès des particuliers et des petites entreprises, Edison a adopté une approche marketing multicanale centrée sur des approches physiques et digitales. D'une part, Edison s'appuie sur un réseau de partenaires techniques et d'installateurs présents sur tout le territoire national ainsi que sur des boutiques en propre ou avec des partenaires. D'autre part, Edison a renforcé les points de contact numériques (Espace privé et App) pour proposer ses offres aux particuliers.

Compte tenu de l'augmentation significative des prix au cours de l'année et de leur volatilité, Edison s'est tenu aux côtés de ses clients particuliers qui ont dû faire face à des factures élevées. Edison a informé systématiquement ses clients et a proposé des services de suivi de consommation. Edison propose également, pour ses clients en difficulté, un échelonnement sur mesure des paiements notamment pour les ménages et petites entreprises telles que les commerçants et les professions libérales.

En mai 2022, Edison a acquis une participation majoritaire dans Gaxa entrant ainsi sur le marché de détail en Sardaigne [6]. Il a augmenté sa base de clients en devenant le premier opérateur de l'île dans la vente de gaz. Son objectif est de contribuer au développement du marché de détail du gaz en Sardaigne dans un contexte où la méthanisation se développe.

Edison présente également un plan de développement des communautés énergétiques ambitieux. Il s'agit d'associations d'utilisateurs qui partagent l'énergie qu'ils produisent à partir de sources renouvelables, afin de couvrir leur autoconsommation. L'objectif est d'en réaliser 200 en Italie d'ici 2024. Edison a déjà entamé, en partenariat avec Gabetti Lab, les travaux pour le développement de deux communautés énergétiques de co-propriétaires dont la mise en service est prévue début 2023. Plusieurs contrats pour des développement du même type ont également été signés. L'investissement et les coûts d'entretien sont portés par Edison, tandis que les copropriétaires mettent à disposition la superficie de leurs toits.

Par ailleurs, Edison est engagé dans le développement de communautés énergétiques d'entreprises agricoles. Récemment, Edison a lancé AgreGreen di Fondi, en collaboration avec le Cesab [7]. L'objectif est de transformer une zone agricole locale en un laboratoire de transition énergétique, à reproduire à l'échelle nationale.

(1) Voir également la section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures ».
(2) Bulgarian Energy Holding.
(3) Détention à 19 % par Scale Gas Solutions (société contrôlée par Enagas), et à 51 % par Petrolifera Italiana Rumena.
(4) Données 2022 et 2021 incluant les volumes de l'optimisation.
(5) Donnée de production calculée en cohérence avec les critères de consolidation.
(6) Voir le communiqué de presse d'Edison du 1er avril 2022 « *Edison signs an agreement with Italgas and Marguerite to acquire the majority of Gaxa and contribute to the development of retail market in Sardinia* ».
(7) Centre de recherche inter-universitaire des sciences de l'environnement.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison est présent sur le marché des services avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux.

En mai 2022 [(1)], Edison a lancé Edison Next. Déjà actif en Italie, en Espagne et en Pologne, Edison Next est la plateforme de développement d'Edison pour les services, les technologies et les compétences en matière d'efficacité énergétique. En 2022, la société a fourni ses services à plus de 65 sites industriels, plus de 2 100 établissements publics et privés et plus de 280 villes. Son plan stratégique à l'horizon 2030 prévoit des investissements allant jusqu'à 2,5 milliards d'euros en Italie et en Espagne, et un EBITDA de 300 millions d'euros.

Également destinée à l'administration publique, la plateforme propose des services énergétiques pour les bâtiments et des solutions de régénération urbaine. Edison Next accompagne également les communautés, les territoires et l'administration publique dans leur processus de décarbonation et dans l'éclairage public.

En mai 2022, Edison Next a achevé l'acquisition de Citelum Italia, présente sur le territoire national et espagnol, et deuxième opérateur d'éclairage public en Italie. Cette acquisition a permis l'apport de nouvelles compétences dans le domaine de l'éclairage public, de la signalisation intelligente et des « *smart cities* ». En Espagne, Edison Next a également pris le contrôle de Sistrol, une société développant des technologies tournées vers la gestion de la consommation et l'efficacité énergétique. En Espagne, Edison Next a géré en 2022 plus de 100 bâtiments du secteur tertiaire et a fourni ses services à plus de 40 villes.

Les modèles d'affaires d'Edison s'adaptent aux exigences des clients. Edison conçoit, réalise et gère pour leur compte des actifs tels que des centrales de co et tri-génération, des installations photovoltaïques, des postes électriques, des centrales thermiques à usage industriel, des centrales de production de froid, des unités de production d'air comprimé, des réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, de gestion de titres environnementaux et de formations internes et externes pour ses clients et partenaires.

Edison compte des clients dans les secteurs industriel et tertiaire. Les contrats avec le groupe Stellantis constituent, encore aujourd'hui, une grande partie de son activité auprès des grands clients.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients. Le modèle financier s'adapte et peut aller de l'accompagnement du client pour un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison dans les projets (modèle Esco).

En ce qui concerne le marché des administrations publiques, Edison Next, grâce à sa plateforme de services, ses technologies et ses compétences, offre une gamme complète de solutions qui visent à garantir l'efficacité énergétique, la réduction de l'impact environnemental et la création de valeur pour les territoires.

Edison développe enfin une filière de production de biométhane et vise 10 installations de biogaz d'ici 2030. En 2022, Edison Next Environment est devenu actionnaire majoritaire de la Société Biotech Srl qui construira une usine de bioGNL en Campanie. Les travaux de reconversion pour la production de bioGNL de deux installations produisant actuellement du biogaz, à partir du traitement de la fraction organique des déchets solides urbains (FORSU), sont à un stade de réalisation avancé. Récemment le décret d'autorisation pour l'installation biométhane de FORSU dans la région du Latium a aussi été obtenu.

En septembre 2022, Edison et Saipem se sont associés pour mettre en œuvre le projet « *Puglia Green Hydrogen Valley* » dans les Pouilles [(2)]. Ils ont acquis respectivement 50 % et 10 % de la société Alboran Hydrogen Brindisi Srl. Il s'agit d'une étape importante dans la réalisation de ce projet, l'une des premières initiatives pour la production et le transport d'hydrogène vert à grande échelle en Italie. Le projet comprend la construction de trois usines de production d'hydrogène vert (Brindisi, Tarente et Cerignola) pour une capacité totale d'électrolyse de 220 MW, qui seront alimentées par environ 400 MW d'énergie solaire photovoltaïque.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées – Stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz et constituée de 3 sites de stockage (anciens gisements déplétés) : Cellino (depuis 1984), Collalto (depuis 1994) et San Potito & Cotignola (depuis 2013). Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

1.4.5.3 Autre international

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et la Grande-Bretagne. Par ailleurs, des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne sont à l'étude. Le Benelux constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique via ses filiales EDF Belgium et Luminus.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1 via EDF Belgium (détenue à 100 %). La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires). La société, à son tour, revend l'électricité à Luminus à un prix de marché. L'exploitation de Tihange 1 est prévue jusqu'en 2025.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 a nécessité des investissements importants d'environ 397 millions d'euros pour la quote-part d'EDF entre 2011 et 2022. Ce montant inclut l'impact de la révision triennale 2022 estimé à 73 millions d'euros.

Luminus

À fin 2022, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium. Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. Il détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine 25 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge avec 2 289 MW installés fin 2022. La production d'électricité de Luminus à fin 2022 s'élève à 6,9 TWh. La société emploie près de 2 500 collaborateurs.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques. L'objectif est d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans. La centrale nucléaire de Doel 3 est à l'arrêt définitif depuis le 23 septembre 2022. En juin 2022, une lettre d'intention a été signé entre Engie et l'état Belge en vue de définir les conditions d'une prolongation de 10 ans de l'exploitation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3.

Par ailleurs, Luminus bénéficie d'un contrat d'allocation de production à hauteur de 100 MW adossé aux deux tranches de la centrale de Chooz B.

Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 208 MW. En avril 2022, le gouvernement fédéral belge a sélectionné le projet de nouvelle centrale CCGT à Seraing dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mecanism*). Il porte sur la construction d'une centrale électrique de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Cette nouvelle unité de production se situera à côté de la centrale existante dans le parc d'activité du Val à Seraing. Le projet prévoit également la transformation de la centrale existante de manière à fonctionner en complément de la nouvelle unité. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la mise en service de la nouvelle unité est prévue pour le second semestre 2025.

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 11 mai 2022 « *Edison launches "Edison Next" for the decarbonisation of businesses and territories in Italy and Spain* ».
(2) Voir le communiqué de presse d'Edison du 8 septembre 2022 « *Edison and Saipem join together in a special purpose vehicle to implement the Puglia Green Hydrogen Valley project* ».

Luminus est par ailleurs présente dans les énergies renouvelables. La société exploite 7 centrales hydrauliques. À fin 2022, Luminus détient 92 parcs éoliens *onshore* totalisant 270 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est *leader* dans l'éolien *onshore* en Belgique. À fin 2022, la puissance installée est de 705 MW. En 2022, Luminus a érigé 15 éoliennes pour une capacité totale de 47 MW.

Sous sa marque « Luminus », EDF fournit de l'électricité et du gaz à environ 2,2 millions de clients particuliers et professionnels [1] en Belgique. En mai 2021, Luminus a acquis Essent Belgique afin d'agrandir la taille de son portefeuille. Cet investissement clé permet à Luminus de conforter sa position de numéro deux dans les activités de fourniture d'électricité et de gaz.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active via ses filiales Rami Services, Dauvister et Insaver. Elle propose principalement des services d'installation et d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages domestiques imprévus. À fin 2022, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services dépasse les 170 000 contrats, notamment grâce aux ventes *bundle* [2] via le site web de Luminus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec des partenaires [3], des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (co-détenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2022, Luminus a maintenu sa stratégie d'expansion autour de deux axes :

- la mobilité électrique, via la prise d'une participation en 2021 dans l'un des principaux acteurs du marché belge (Powerdale) ;
- le renforcement des pôles régionaux autour de ses filiales ATS (pour le nord du pays) et Luminus services (pour le sud du pays)

Par ailleurs, suite à la restructuration du Groupe Citelum, Luminus a repris les activités de Citelum Belgique sous la dénomination Luminus Cities. La société a poursuivi les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon entamés en 2020. Luminus a également procédé à une réorganisation de ses filiales, transférant ainsi la gestion de Aralt (acquise parallèlement à Essent) à Insaver (filiale photovoltaïque d'ATS).

Le contrat PPP de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux a été attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Luminus Cities en tant que mandataire, Luminus, CFE et DIF). Il doit permettre de réaliser 76 % d'économies d'énergie d'ici la fin de la période de construction (septembre 2023). Au total, l'opération permettra d'éviter l'équivalent de 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 sur la période 2020 à 2040.

Pays-Bas

Forte de ses bonnes performances techniques et premier en Europe à recevoir les « big five » (les 5 certifications les plus en vue), la centrale CCG de 870 MW de Sloe dans le sud-ouest de Pays-Bas a pu entrer dans le programme de cession d'actifs du Groupe. Le 25 janvier 2023, EDF a annoncé la cession de sa participation [4] dans la centrale à EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque.

Allemagne

EDF est présent en Allemagne depuis plus de 25 ans. Avec environ 3 800 employés et plus de 100 chercheurs, le groupe EDF y développe de nombreuses activités. Il est présent notamment dans les domaines des énergies renouvelables, de l'hydrogène bas carbone, des batteries et des services énergétiques. EDF propose des modèles économiques durables et des solutions énergétiques innovantes en faisant appel à l'expertise et au savoir-faire de ses filiales. EDF soutient et contribue à la transition énergétique allemande qui s'appuie fortement sur les solutions de décarbonation, le couplage sectoriel, la flexibilité et l'efficacité énergétique.

Entités du Groupe présentes en Allemagne

- Filiale à 100 % d'EDF International SAS et basée à Berlin, la filiale EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Elle se concentre sur la promotion et le développement des métiers du Groupe, en particulier sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des *leaders* d'opinion politiques et économiques allemands.
- Hynamics, filiale du Groupe en charge de proposer une offre d'hydrogène bas carbone performante pour l'industrie et la mobilité, a créé en 2020 sa filiale allemande, Hynamics Deutschland GmbH. Celle-ci participe, notamment, au projet Westküste100. Il a pour objectif la production d'hydrogène à partir d'énergie renouvelable grâce à l'installation d'un électrolyseur d'une puissance de 30 MW pour la raffinerie de Heide. Une proposition d'extension à 500 MW permettant la décarbonation de plusieurs industries de la région a été retenue pour un financement par le gouvernement allemand, sous réserve de l'accord de la Commission européenne. Hynamics Deutschland développe par ailleurs plusieurs projets destinés aux usages industriels de l'hydrogène, totalisant plus d'1 GW d'électrolyse à terme.
- EDF Renouvelables détient 176 MW bruts installés d'éolien *onshore* au 31 décembre 2022 et exploite 329 MW de capacité éolienne *onshore*. EDF Renouvelables propose une offre de stockage par batterie et de vente d'électricité photovoltaïque (*onsite* PPA) pour les sites industriels et commerciaux en Allemagne exclusivement. La société détient et exploite un portefeuille de 2 000 kW de systèmes de stockage d'électricité répartis sur trois sites industriels. Elle compte 5 nouveaux sites en construction d'une capacité totale de 5 100 kW.
- Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Voir la section 1.4.6.1.4 « Les autres activités de service du groupe EDF ».
- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH est une filiale à 100 % du groupe EDF dont le siège social se trouve à Berlin et qui opère dans toute l'Allemagne. Son modèle d'activité est la fourniture, la maintenance et la supervision de produits et services de gestion et d'optimisation de l'énergie pour les entreprises commerciales et industrielles, les services publics et les sociétés de développement des énergies renouvelables.
- La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière). Avec 3 000 collaborateurs, elle est le deuxième site d'ingénierie de l'entreprise le plus important. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de construction de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome, Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF), produit des assemblages de combustible destinés aux REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) et aux REB (Réacteurs à Eau Bouillante) pour les marchés allemands et de l'Europe de l'Ouest. Ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et de Karlstein emploient 440 collaborateurs.
- Metroscope, filiale d'EDF Pulse Holding, développe une intelligence artificielle pour la maintenance en exploitation des actifs industriels. Basée à Berlin, la société cherche à améliorer les performances des centrales de production électrique allemandes. Elle équipe 67 centrales nucléaires et gaz dans 5 pays.
- EDF Trading est la branche de négoce en gros de l'ensemble du groupe EDF. Elle est active en Allemagne sur les marchés de l'électricité, du gaz, du CO_2 et des certificats verts. Elle intervient aussi sur les marchés de l'énergie verte pour les produits à court, moyen et long terme et les PPA.
- EIFER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV), institut de recherche franco-allemand sur l'énergie, a été fondé par EDF et KIT en 2002. Il vise à renforcer la collaboration par le biais de projets communs appliqués à des questions industrielles. EIFER propose des solutions énergétiques innovantes bas-carbone en support du développement durable des villes, des communautés locales et des industries. EIFER est basé à Karlsruhe et compte plus de 100 collaborateurs.

Principales participations

- EDF Deutschland détient une participation de 25 % dans HYPION GmbH, société d'origination et de développement de projets liés à l'hydrogène dans le nord de l'Allemagne.
- EDF Pulse Holding détient une participation minoritaire dans la société McPhy, fabricant et intégrateur d'équipements de stockage d'énergie basés sur l'hydrogène.
- Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines).

(1) En points de livraison.
(2) Offres groupées.
(3) Avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec.
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 janvier 2023 « EDF annonce la réalisation de la cession de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas ».

- Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW (voir la section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). Via sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

Danemark

En mai 2022, EDF International a acquis Citelum Denmark, une filiale détenue à 100 % par Citelum SA. Son activité est d'exploiter et de maintenir les réseaux d'éclairage public de municipalités danoises ainsi que, dans une moindre mesure, la signalisation routière. À la suite de cette acquisition, Citelum Denmark est devenue EDF Danmark. Son activité principale reste centrée sur les services dans le domaine de l'éclairage public et des infrastructures techniques. En complément, l'offre s'est enrichie avec une attention portée sur la décarbonation et la digitalisation des infrastructures urbaines, en tirant parti des compétences et des solutions développées au sein du groupe EDF. En particulier, EDF Danmark s'est positionnée dans la mobilité électrique pour installer et opérer des bornes de recharge.

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Russie

Le groupe EDF a suspendu toutes ses activités de développement en Fédération de Russie dès le 24 février 2022, date du début du conflit entre la Russie et l'Ukraine. Dalkia a vendu sa filiale de services énergétiques Dalkia Rus. Le 8 juillet 2022, le groupe EDF a pris la décision de fermer son bureau de représentation à Moscou.

Asie centrale

Les ingénieries du Groupe (thermique, hydraulique, réseaux et systèmes) sont actives dans cette région pour des prestations de services.

En Ouzbékistan, fin 2021, EDF en consortium avec Nebras (Qatar) et Sojitz (Japon) a été sélectionné par les autorités ouzbeks pour le financement, la construction et l'exploitation, pendant 25 ans, d'une centrale à cycle combiné gaz de 1 600 MW sur le site de Syrdarya. Kyuden (Japon) s'est joint au consortium également fin 2021. Le projet bénéficie d'un contrat de façonnage avec l'opérateur public NEGU (National Electric Grid of Uzbekistan) qui fournit le gaz et reçoit en retour l'électricité. Ce contrat bénéficie d'une garantie du gouvernement ouzbek. La mise en service est estimée courant 2026.

EDF a créé, fin 2022, sa filiale EDF – ICA (EDF In Central Asia) en Ouzbékistan et développe également d'autres projets pour accompagner la transition énergétique du pays, notamment dans le domaine de l'hydraulique et de la production solaire décentralisée.

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

EDF International SAS détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, actuellement en processus de liquidation. Elcogas est propriétaire d'une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné). En raison d'un changement régulatoire impactant la rentabilité de la centrale, il a été procédé à l'arrêt puis au démantèlement de celle-ci. Par conséquent, l'Assemblée générale des actionnaires d'Elcogas a pris la décision, en mai 2019, de dissoudre la société et de la mettre en liquidation.

Le Groupe est également présent au travers de la filiale locale de Fenice, EDF Fenice Ibérica et de Citelum qui, depuis le mois de mai 2022, se développent sous la marque Edison Next Spain.

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plateforme de *trading* de Londres.

Framatome Spain est présent sur ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance avec les sociétés propriétaires de réacteurs nucléaires.

EDF est également présent au travers d'EDF Peninsula Iberica basée à Madrid. La société est en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Espagne et au Portugal.

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Il dispose de plus de 10,1 GW bruts de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 61 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et de maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les énergies renouvelables avec une capacité installée brute de 5,2 GW, principalement aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale détenue à 100 % par EDF Renewables North America) gère, en Amérique du Nord, 8 GW via des contrats d'exploitation et de maintenance pour son compte ou pour le compte de tiers ;
- le trading, par le biais d'EDF Trading North America, sur l'ensemble de la chaîne de valeur des marchés nord-américains du gaz et de l'électricité. Voir également la section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading » ;
- les services énergétiques, la gestion locale de l'énergie et l'efficacité énergétique ainsi que l'éclairage public, sous la conduite de Dalkia et ses filiales Dalkia Energy Solutions et Aegis Energy Services. Voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia » ;
- la R&D et l'innovation dans le cadre d'EDF Innovation Lab. Voir également la section 1.5.1.5 « Les partenariats d'EDF R&D » ;
- Présent dans le secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché assurant l'alimentation d'environ 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation, à fournir le combustible et à soutenir la construction éventuelle de nouvelles centrales. Voir aussi la section 1.4.1.1.4 « Les activités liées à la production nucléaire : Framatome ».

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien. Il élargit ses ambitions à certains pays de la zone dans lesquels il prospecte les opportunités de développement.

Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense SA (EDF NF). EDF NF a construit et exploite, depuis fin 2004, la centrale à Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense. D'une capacité installée de 827 MW, elle est située dans la région de Macaé dans l'État de Rio de Janeiro. Un contrat d'achat d'énergie (PPA) sur 20 ans portant sur 725 MW a été conclu avec Light, la société de distribution de la ville de Rio de Janeiro. EDF NF fournit l'équivalent de près de 25 % de l'électricité consommée dans l'agglomération de Rio de Janeiro (2,5 millions de clients).

Par ailleurs, en décembre 2014, EDF a acquis, via EDF Norte Fluminense, une participation de 51 % dans Sinop Energia. La société est chargée de la construction, de la maintenance et de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Sinop, située dans l'État du Mato Grosso, à 70 km de la ville de Sinop. La centrale, bâtie sur la rivière Teles Pires, s'étend sur 342 km^2. Elle a été mise en service en 2019 et dispose d'une capacité installée de 401,9 MW fournissant l'équivalent de 50 % de l'électricité de l'État du Mato Grosso (1,6 million de clients). EDF NF a signé un contrat pour l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Depuis octobre 2021, son exploitation est effectuée à 2 500 km de distance par les équipes d'EDF NF basées au CCG de Norte Fluminense.

En 2021, EDF NF a signé un contrat pour l'assistance à la construction, l'exploitation et la maintenance de la centrale à Cycle Combiné Gaz de Marlim Azul pour une durée de 10 ans.

Le 16 décembre 2022, EDF Norte Fluminense a remporté l'enchère pour son premier projet dans le secteur du transport de l'électricité, élargissant ainsi ses activités et renforçant sa contribution à la sécurité énergétique du pays. Le projet comprend la construction de 1,6 km de lignes de transmission et d'une sous-station de 345/138 kV.

Dans le domaine des énergies renouvelables, la filiale EDF Renouvelables possède un portefeuille de :

- 400 MWc d'énergie solaire via la centrale de Pirapora (l'une des plus grandes centrales solaires d'Amérique du Sud située dans l'État de Minas Gerais) ;
- 708,5 MW d'énergie éolienne en exploitation et 740,8 MW en cours de construction dans les États de Paraiba et Bahia.

En juin 2022, Edison a vendu 50 % des parts de sa filiale Ibiritermo, une centrale de type cycle combiné gaz de 226 MW dans l'État de Minas Gerais.

Chili

Via la filiale EDF Chile créée en 2014, le Groupe est actionnaire à hauteur de 50 % de la société GM Holdings [1] qui exploite trois actifs qui produisent de l'énergie thermique à hauteur de 750 MW.

Le 30 septembre 2021, EDF et AME ont finalisé le financement du projet Chacao+. Il prévoit la construction (en cours) du plus grand parc solaire du Chili, d'une capacité de 480 MW, ainsi que la conversion (en cours) d'une des centrales thermiques (132 MW) au gasoil en centrale à gaz.

Par ailleurs, EDF recherche d'autres opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de stockage d'énergie, notamment dans l'hydraulique et l'hydrogène vert.

La présence du groupe EDF au Chili s'effectue également par l'intermédiaire d'EDF Renouvelables, qui dispose de trois projets en cours d'exploitation et de plusieurs autres en développement :

- la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama, issue d'un projet conjoint avec Maruibeni et dont l'exploitation a commencé en mars 2017 ;
- la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenue à parité avec AME et dont l'exploitation a commencé en janvier 2018 ;
- le parc éolien Cabo Leones 1, projet conjoint avec Grupo Ibereólica Renovables, raccordé au réseau en juin 2018 et doté d'une capacité de 115 MWc rehaussée à 175 MWc en 2022.

Pérou

Depuis 2018, le Groupe est présent au Pérou via sa filiale EDF Peru SAC. Elle prospecte les opportunités de développement et travaille sur des avant-projets liés à des actifs de production d'électricité à partir du photovoltaïque, de l'hydraulique et du gaz.

Un premier jalon a été atteint en 2021 avec l'attribution de plusieurs contrats d'achat d'énergie visant à fournir de l'électricité issue de centrales hybrides (solaire – diesel) à certaines villes non raccordées de la région de Loreto (Amazonie péruvienne). Ces villes s'alimentent actuellement à l'aide de groupes diesel, au coût de production élevé et générant de très fortes émissions.

La société de distribution Electro Oriente a organisé plusieurs enchères dans le but de remplacer une grande partie de ses groupes diesel par des actifs de production d'énergie renouvelable (solaire et batteries). EDF Peru et son partenaire Novum Solar, lequel disposait déjà de deux petites centrales solaires hybrides avant les enchères, ont remporté huit enchères et créé une joint-venture (Amazonas Energia Solar) dédiée au codéveloppement, à la construction et à l'exploitation de ces dix centrales.

Fin 2022, 3 centrales (sur 10) ont commencé leur exploitation : Purus, Atalaya et San Lorenzo (totalisant environ 4 MWc et 2 MWh). Les sept autres projets se poursuivent avec des mises en service prévues sur la période 2023-2025. Dans son ensemble, cet investissement (jusqu'en 2034) devrait totaliser 37 MWc de panneaux solaires et 61 MWh de batteries.

EDF Peru SAC a également signé, fin 2022, un accord avec son partenaire local Pedro Gonazales pour entrer dans Electro Araza, une SPV chargée de développer une nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 135 MW.

En complément, EDF RE a remporté une enchère pour remplacer jusqu'à 200 GWh/an de production basée sur des combustibles lourds par des énergies renouvelables dans la ville d'Iquitos (la plus grande ville isolée du monde). Il construira et exploitera une centrale hybride de 130 MWc et 160 MWh de stockage dont la mise en service est prévue en 2026.

Colombie

Depuis 2020, le Groupe est présent en Colombie via EDF Renewables Colombia SAS et EDF Colombia SAS. Ces sociétés prospectent les opportunités de développement et travaillent sur le développement d'actifs de production d'électricité, notamment d'énergie renouvelable non conventionnelle (solaire et biomasse) et d'installations de production d'hydrogène vert.

En 2022, un accord a été signé entre Colombia Reforestadora de la Costa SAS (« Refocosta »), une filiale à 100 % de Valorem SAS, et EDF Colombia SAS (« EDF ») visant à lancer la construction d'une centrale biomasse de 25 MW détenue via leur filiale commune Refoenergy Villanueva SAS (« Refoenergie »). La construction devrait commencer début 2023.

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément de l'EPR de Taishan, le Groupe porte également de nouveaux projets.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis 40 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité et les services énergétiques. Il dispose d'environ 3,4 GW de capacités installées nettes [2] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, des fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et de l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité sans CO_2 dans les actifs détenus par EDF en Chine est de 53,1 % en 2022, supérieure à la moyenne nationale chinoise (49,6 %).

Le Groupe développe des partenariats avec de grands électriciens chinois. Ceci lui ouvre de nouvelles perspectives de coopération dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie.

Concernant les risques auxquels le Groupe est exposé, se reporter à la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » – facteur de risque 4A et 4B.

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés du nucléaire chinois, notamment ses pairs CGN et CNNC, et en fait bénéficier les métiers du Groupe. L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007. Il a été complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'exploitation & maintenance, l'ingénierie, les fournisseurs et la R&D.

Le partenariat avec CGN a permis d'aboutir à la signature, par EDF et CGN, des contrats définitifs pour la centrale d'Hinkley Point C au Royaume-Uni le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Pékin et à Shenzhen (*front office* pour le Groupe des métiers du nucléaire en Chine). Ses objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe. Ils constituent aussi une source d'échanges techniques au profit des métiers et projets nucléaires du Groupe.

En complément, un accord entre l'AFCEN (présidée par EDF) et la NEA (National Energy Administration) a été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires. Il vise également à constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE) constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC). Il a été étendu en mars 2014 puis renouvelé en 2019. Il vise à développer une coopération approfondie et globale.

En 2022, le Groupe a signé un accord-cadre de coopération avec State Power Investment Corporation (SPIC) portant sur le développement de projets communs dans le domaine de l'énergie bas-carbone.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et EPR de Taishan

EDF a conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun). Il a assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011).

EDF apporte également une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leur mise en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine et témoignent de la coopération entre les deux pays.

(1) Aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont l'actionnaire de contrôle est AME (Andes Mining & Energy).
(2) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. Cette société a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong. TNPJVC est l'exploitant de cette centrale. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise. La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019. Après leur premier cycle combustible de 18 mois, chacune des tranches a effectué son premier arrêt « Visite Complète Initiale » avec rechargement.

Retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur n °1 de Taishan

Le suivi du réacteur n° 1 de Taishan a progressivement fait apparaître une évolution atypique des paramètres radiochimiques conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches [(1)]. TNPJVC, responsable de l'exploitation, a procédé, en août 2021, à l'arrêt du réacteur

Les analyses menées suite à l'inspection des assemblages combustible et de la cuve du réacteur ont montré que l'origine de l'inétanchéité était liée à une dégradation de la gaine des crayons. Cette dégradation, localisée en partie basse du crayon, était causée par un phénomène d'usure mécanique consécutif à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages [(2)]. Par ailleurs, les inspections réalisées sur les assemblages et sur l'intérieur de la cuve ont également mis en évidence un phénomène localisé entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur lié à des sollicitations hydrauliques.

Les analyses et instructions ont permis de tirer des enseignements clairs et de définir des dispositions techniques qui permettent d'éviter l'exposition à un tel phénomène lors de l'exploitation future des réacteurs EPR. Au terme d'une instruction approfondie, l'autorité de sûreté chinoise a donné son accord au redémarrage du réacteur EPR n° 1 de Taishan. Il a été couplé au réseau le 15 août 2022.

Concernant l'impact de ce retour d'expérience sur le démarrage de l'EPR de Flamanville, voir la section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 » - « Retour d'expérience Taishan ». Voir également dans la section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle », dans le risque 4A, le paragraphe c2.2 consacré à l'EPR de Taishan.

Production de l'EPR de Taishan

La production nette en 2022 a été de 12,4 TWh. Elle a été affectée par l'arrêt pour rechargement et maintenance de l'unité 2 au cours de l'été ainsi que par l'arrêt fortuit de l'unité 1 consécutif à l'aléa technique rencontré.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2023, il n'y a pas eu d'autres publications par les autorités (voir également dans la section 2.2.4, le risque 4A c.2.2 « EPR Taishan »).

Framatome

Framatome est présent en Chine depuis plus de 35 ans. Il est le concepteur des unités 1 et 2 des centrales de Taishan. Il fournit certains équipements et briques technologiques pour le projet Hualong (RCP, I&C…) ainsi que le combustible. Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST). Il intervient également par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) détenue à 100 %.

Énergies renouvelables

À travers la filiale chinoise d'EDF Renouvelables, le groupe EDF détient une participation dans plusieurs centrales éoliennes terrestres et en mer pour une puissance installée totale de 1 040 MW bruts (587 MW nets) en exploitation. Il dispose également d'un portefeuille de projets en développement de plusieurs centaines de mégawatts.

En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une filiale qui vise à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels. 162 MW sont en exploitation ou en construction à ce jour.

En 2022, les travaux de construction de la première centrale solaire au sol d'EDF Renouvelables en Chine ont débuté à Jinchang, dans la province du Gansu. Détenue à 100 % par EDF, l'installation de 100 MW doit être mise en service en 2023.

Dans le domaine de l'éolien en mer, en mars 2019, EDF a signé avec l'électricien China Energy Investment un accord pour la réalisation de deux projets, Dongtai IV et Dongtai V, au large de la province du Jiangsu. Les deux partenaires ont construit et exploitent désormais ensemble ces fermes éoliennes d'une capacité totale de 502 MW.

Services énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 août 2016.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue à hauteur de 65 %) pour construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW mise en service en mars 2020. Un incident survenu en janvier 2022 a conduit à la mise à l'arrêt de l'installation et à la réalisation d'une revue technique des principaux équipements.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et un partenaire local ont signé en 2017 avec le gouvernement municipal un contrat de concession pour construire et exploiter un réseau de froid. Il alimente en climatisation des hôtels de la zone depuis sa mise en service en septembre 2021.

EDF et Jinan Heating Group ont signé en janvier 2021 un contrat de 25 ans pour développer un réseau de climatisation urbaine dans un nouveau quartier d'affaires de Jinan (9 millions d'habitants). Il a commencé à fonctionner en août 2021.

En partenariat avec le constructeur automobile Beijing Automotive Group (BAIC), EDF a inauguré en août 2020 une première station d'échange de batteries pour une flotte de taxis de la ville de Sanya (province de Hainan).

EDF est présent sur le marché de l'éclairage public via un contrat de 15 ans avec la ville de Kunming (capitale de la province du Yunnan) pour la gestion de 130 000 points lumineux.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales dans la province du Shandong. Les autres actionnaires sont China Energy Investment Group et l'électricien hongkongais CLP. Mises en service entre 1987 et 2004, les centrales représentaient une puissance totale de 3 060 MW. À partir du 31 décembre 2021, la société SZPC a commencé à transférer progressivement ses unités de production au groupe China Energy Investment, notamment les unités Shiheng I&II (1 260 MW). La sortie totale de l'actif sera achevée au 31 décembre 2028.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 de technologie dite « charbon supercritique » dans la province du Henan. Elle a été mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement que dans une centrale classique (près de 44 % pour Fuzhou). Elle diminue la consommation de combustible et la production de CO_2 par kilowattheure produit. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016.

Recherche & Développement (R&D)

Les activités du centre de R&D en Chine portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique et l'*open innovation*. Tirant parti de l'écosystème chinois très dynamique et innovant, le centre R&D d'EDF en Chine travaille sur les applications des technologies digitales et de l'intelligence artificielle aux métiers de l'énergie. La première édition d'EDF Pulse China a été organisée en 2021 avec la participation de plus de 200 start-up chinoises.

(1) Voir les communiqués de presse d'EDF du 14 juin 2021 « Information relative au réacteur numéro 1 de Taishan » et du 22 juillet 2021 « Communication d'EDF concernant le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Taishan ».

(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 12 janvier 2022 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville ».

1.4.5.3.6.2 Asie-Pacifique hors Chine

L'activité du groupe EDF en Asie-Pacifique est centrée sur le développement du secteur électrique. Le Groupe est présent notamment dans des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique, dans les pays offrant des opportunités pour les *Independent Power Plants* (IPP). Il intervient également dans le domaine des énergies renouvelables, du nucléaire, du stockage, des villes intelligentes, des réseaux, de la mobilité électrique, de l'hydrogène et de l'innovation.

Basée à Tokyo, la Division Internationale Asie d'EDF (« EDF Asie ») s'appuie sur deux filiales au Laos (un actif hydroélectrique de 1 070 MW, détenu et exploité conjointement avec des partenaires laotiens et thaïlandais) et au Vietnam (une centrale à cycle combiné de 715 MW, détenue conjointement avec des partenaires japonais), ainsi que sur plusieurs bureaux de développement en Inde, à Singapour, au Vietnam, en Indonésie et au Japon.

Vietnam

À fin 2022, EDF détient 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO). La société est propriétaire de Phu My 2.2, une centrale CCGT d'une capacité de 715 MW [(1)]. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) porte sur une durée de 20 ans (le transfert sera effectué en février 2025). EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Une fois construite, la centrale de type CCGT Son My 1 (2 250 MW), à haut rendement et aux performances environnementales optimisées, sera exploitée par EDF pendant 20 ans. Elle est située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh ville.

Le groupe EDF a été désigné *leader* du consortium [(2)] chargé d'étudier le projet. Un *Memorandum of Understanding* a été signé en novembre 2018 (et amendé en décembre 2020) avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien (MOIT). Il fixe le cadre général du développement du projet. Le 27 octobre 2021, le projet a reçu la *In-principle investment decision* du MOIT (Ministry of Industry and Trade). Le calendrier 2022/2023 consistera à obtenir l'approbation finale de l'étude de faisabilité par le MOIT et à avancer dans la négociation d'un contrat de concession, d'un PPA et des autres documents contractuels nécessaires à une mise en service de la première unité d'ici fin 2026.

Laos

Au 31 décembre 2022, EDF Invest détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC). NTPC est propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW. Construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », il a été mis en service en 2010 [(3)]. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

En 2022, Nam Theun 2 a connu l'année la plus sèche depuis le début de l'exploitation, avec un taux de remplissage des réservoirs de seulement 37 %. Un mécanisme particulier a été déclenché dans le PPA pour atténuer l'impact financier de cette hydraulicité. L'activité de la centrale a été orientée vers un arrêt pour maintenance de la mi-novembre 2022 à la mi-mars 2023. Il s'agit de l'arrêt le plus long et le plus important pour Nam Theun 2 afin d'achever la révision de deux turbines, d'entretenir et de réparer les principales structures du canal de restitution et d'inspecter l'état de toutes les installations après 12 ans d'exploitation.

Un projet de développement d'un parc solaire flottant d'une capacité de 80 MWc sur la retenue du barrage hydroélectrique de Nam Theun 2 a été lancé en 2019. Il a été officialisé par la signature d'un *Memorandum of Understanding* (MoU) avec le gouvernement du Laos en juillet 2019 puis avec les partenaires d'EDF en juin 2020. Au cours de l'année 2021 des étapes importantes ont été franchies, avec notamment la signature d'un *Project Development Agreement* (PDA) avec le gouvernement lao et d'un MoU avec des partenaires en vue d'optimiser et de développer la production de NTPC. Les avantages de cette hybridation entre 2 sources d'énergie sont nombreux. Elle permet notamment une meilleure capacité de production en saison sèche, grâce à un stockage d'eau optimisé dans le réservoir, et le développement d'une énergie décarbonée sans impact environnemental ou social majeur.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, concernant l'accord de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur, se reporter à la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

EDF continue de développer son activité dans les compteurs intelligents en franchissant de nouvelles étapes dans le projet de déploiement en cours et en participant à de nouveaux appels d'offres lancés en Inde. Le projet en cours qui vise à déployer près de 5 millions de compteurs intelligents est devenu une référence nationale. Il est actuellement le plus grand projet de déploiement en Inde avec des compteurs intelligents prépayés. Plus d'un million de compteurs ont été installés avec succès à fin novembre 2022.

Les autres domaines d'intervention d'EDF en Inde sont le développement de projets d'hydroélectricité conventionnelle, et plus particulièrement les projets par pompage qui seront la pierre angulaire de la transition énergétique à faible émission de CO_2 en Inde.

EDF Renouvelables a par ailleurs poursuivi son développement dans le photovoltaïque et l'éolien.

Birmanie

Suite au coup d'État du 1er février 2021, EDF a annoncé la suspension du projet Shweli 3 en Birmanie. Il s'agit d'un projet de développement d'un barrage hydroélectrique sur la rivière Shweli, au nord-est de la Birmanie (État du Shan), d'une puissance de 671 MW. Le respect des droits humains fondamentaux constitue une condition préalable pour chaque projet auquel EDF prend part. Par conséquent, depuis le coup d'État, le consortium Shweli 3 a décidé de suspendre le développement du projet, y compris les activités de ses sous-traitants.

Par ailleurs, EDF a également décidé de suspendre son développement dans le domaine des *micro-grid* hybrides (solaire et batterie) dans plusieurs villages isolés en Birmanie.

Indonésie

Depuis 2017, le groupe EDF poursuit sa stratégie de développement en Indonésie, en se concentrant sur les projets d'énergies renouvelables, avec notamment le développement de projets hydroélectriques ou de compteurs intelligents.

Singapour

EDF a ouvert son 6e centre international de R&D en 2014, EDF Lab Singapore Pte. Ltd (le « Lab »). Il vise à soutenir le Singapore Housing Development Board (HDB), principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un instrument sur-mesure de modélisation urbaine pour les villes intelligentes. Le Lab se concentre actuellement sur trois thèmes principaux :

- Les réseaux intelligents (y compris MASERA, la plateforme multi-énergie d'EDF R&D en Asie du Sud-Est)
- La mobilité électrique et l'hydrogène
- Les marchés de l'énergie

Dans le cadre des liens étroits avec le monde universitaire, le Lab est impliqué dans deux projets de recherche sur l'énergie numérique, partiellement financés par les autorités singapouriennes :

- « *Platform for Interconnected Microgrids Operation* » (PRIMO) : il s'agit d'un projet de recherche piloté par le Lab avec des partenaires universitaires locaux (NTU, SIT, TUM@CREATE).
- « Descartes » : il s'agit d'un projet de recherche de 5 ans piloté par le CNRS en lien avec 25 partenaires universitaires et 5 pilotes industriels, dont le Lab, en charge du lot « *Digital Energy* ». Ce projet vise à développer une plateforme d'intelligence artificielle hybride pour améliorer la prise de décision pour des systèmes urbains essentiels (énergie, qualité de l'air, transport, etc.).

En complément, la filiale à Singapour « EDF HQ Singapore Pte. Ltd. », créée en 2018, s'inscrit dans l'écosystème de développement et d'innovation des réseaux intelligents, de la mobilité électrique, des villes intelligentes et des interconnexions. EDF HQ Singapore Pte. Ltd et Tuas Power se sont vu attribuer, par l'agence gouvernementale chargée du progrès industriel de Singapour (JTC) et l'autorité de régulation Energy Market Authority (EMA), le projet « Smart H2 ». Ce projet et son étude de faisabilité sont subventionnés par le gouvernement de Singapour. Il s'agit d'un système d'énergie renouvelable qui, grâce à une centrale électrique virtuelle, produira, via un électrolyseur de 1 MWe, de l'hydrogène vert destiné à être vendu à un client industriel. Le projet utilisera un système de management de l'énergie et des certificats verts.

(1) Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo).

(2) À hauteur de 37,5 % aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et de deux partenaires japonais, Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %).

(3) Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35 %) et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) (25 %).

En outre, EDF HQ Singapore Pte. Ltd apporte son soutien au développement des projets des autres filiales en Asie (développement commercial, finances et ressources humaines).

Japon

EDF a ouvert une filiale japonaise, EDF Japan KK, en juillet 2022. La société accueille l'équipe de direction d'EDF Asie. Elle est présente également dans des activités de développement commercial au Japon (importation et applications d'hydrogène en aval, batteries). Les projets liés à l'hydrogène bas carbone seront mis à profit pour soutenir des projets analogues en Asie et dans le monde.

Australie

Pour poursuivre son développement et étendre sa présence en Asie, EDF a initié les démarches auprès du Foreign Investment Review Board pour implanter une filiale en Australie en 2023. L'accent sera mis principalement sur l'hydroélectricité, les STEP (PSP – *pump storage plant*) et d'autres projets innovants pour soutenir la transition énergétique du pays.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe se développe sur le continent africain en accompagnant les pays à forte demande énergétique. Il intervient de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, tout en bâtissant des partenariats durables et multi-métiers.

EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux (off grid). Le groupe EDF a plus de vingt ans d'expérience dans ce domaine en Afrique. Depuis 2017, le groupe EDF s'associe avec des start-up innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et périurbaine en fonction de ses revenus et de ses besoins. Ces solutions vont de la vente de kits solaires individuels au *mini-grid* en passant par les pompes solaires pour les agriculteurs. Grâce à ces solutions, plus de 2 millions de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal, Kenya, Zambie et Togo peuvent aujourd'hui s'éclairer et accéder à différents services nécessitant de l'électricité.

Le groupe EDF a par ailleurs créé la société NEoT Offgrid Africa [1] pour contribuer au financement des solutions off-grid de fourniture d'énergie et de services proposées.

Afrique du Sud

- Le groupe EDF est présent en Afrique du Sud depuis 1978 avec la construction de la centrale nucléaire de Koeberg. Il assiste l'électricien national ESKOM dans l'exploitation et la maintenance de cette centrale. Framatome est également un fournisseur important d'ESKOM (maintenance générale et fuel).
- Le groupe EDF a noué des relations privilégiées avec ESKOM, qui se sont matérialisées par un protocole d'accord (MoU) signé en mai 2022. Il vise à faciliter les échanges entre les équipes techniques et à aider ESKOM dans les défis que l'entreprise rencontre en Afrique du Sud.
- Le groupe EDF a implanté la filiale EDF Development South Africa en 2007 à Johannesburg dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Cette filiale est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe. Elle intervient notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution. En décembre 2018, la société a acquis 30 % de la société d'ingénierie sud-africaine GIBB Power. L'objectif est d'appuyer le développement de l'activité d'ingénierie en Afrique australe.
- Les activités renouvelables du groupe EDF ont démarré en 2011 avec l'acquisition d'Innowind détenue à 84 %. L'objectif est de participer aux appels d'offres renouvelables organisés par le gouvernement. Trois projets éoliens ont été gagnés en 2012 et un en 2015 pour un total de 142 MW. Les 4 projets sont actuellement en opération.

  En 2021, EDF Renouvelables (South Africa) a remporté plusieurs succès significatifs dans le cadre d'appels d'offres gouvernementaux.

  Au premier trimestre 2022, EDF a pris sa décision finale d'investissement dans un projet hybride éolien, solaire et batterie de 75 MW (Umoyilanga) dont la mise en service est attendue en 2024.

  En octobre 2022, le bouclage juridique de 3 projets éoliens totalisant 420 MW a été finalisé. La mise en service est attendue mi-2024.

  EDF Renouvelables a remporté un appel d'offres lancé par la société minière Anglo American pour 100 MW de capacité photovoltaïque pour sa mine de Mogalakwena (décision finale d'investissement attendue courant 2023).

  Il a annoncé la création d'une Joint-Venture (Envusa Energy) avec Anglo American pour développer jusqu'à 5 GW de projets renouvelables.
- En août 2022, le Groupe a pris une participation à hauteur de 50 % dans DPA Southern Africa pour développer les projets solaires destinés à des clients tertiaires et industriels (C&I) en Afrique du Sud (portefeuille de projets de plus de 80 MW).
- En ce qui concerne l'off grid, la société KES (Kwazulu Energy Services), créée en 2002, et détenue à hauteur de 50 % par EDF International, vend et opère des kits photovoltaïques à une clientèle résidentielle aux revenus modestes.

Mozambique

- Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie. Il a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique), officialisés à travers la signature d'un protocole d'accord (MoU) en 2017, renouvelé en novembre 2021 pour 3 ans.
- En juillet 2022, EDF IN a été sélectionné pour la réalisation d'un contrat de réduction des pertes non techniques sur le réseau de distribution d'EDM (financement de l'Agence Française de Développement – AFD).
- Le consortium composé d'EDF et de TotalEnergies a été préqualifié pour participer à l'appel d'offres du projet hydroélectrique Mphanda Nkuwa (1 500 MW). La remise des offres est attendue pour mars 2023.
- EDF a signé un FEXTE [2] en août 2022 avec EDM sur financement de l'AFD. L'objectif est d'améliorer la performance du réseau pour prévenir les coupures généralisées, comme cela a été le cas en 2020, avec des actions à mettre en place sur l'année 2023.

Maroc

- Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970. Afin d'accompagner son développement dans la zone, il a créé EDF Maroc en 1997, EDF Renouvelables Maroc en 2012 et EDF Fenice Maroc en 2016.

Le Groupe a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), la MASEN (Agence Marocaine pour l'Energie Durable), plusieurs régies de distribution d'électricité ainsi que des industriels. Les domaines d'intervention vont de la production hydraulique, thermique et renouvelable aux réseaux en passant par la formation.

- Le Groupe participe à la décarbonation du mix énergétique marocain. Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation-maintenance du parc éolien de Taza (150 MW), le consortium mené par EDF Renouvelables [3] a mis en service la phase 1 de ce projet (87 MW) en juillet 2022. Le consortium a entamé les discussions autour de la phase 2 avec la MASEN et l'ONEE avec un objectif de mise en service de cette deuxième tranche en 2025.
- À l'issue d'un processus d'appel d'offres porté par la MASEN, EDF Renouvelables a été retenue en 2018, en consortium [4], pour la conception, la construction et l'exploitation-maintenance de la première phase du complexe solaire de Noor Midelt. Ce projet, d'une capacité de 800 MW, est une centrale hybride innovante. Elle associe l'énergie solaire concentrée et le solaire photovoltaïque, une première mondiale. Le contrat d'achat d'électricité a été signé entre le consortium et la MASEN en 2020.
- EDF Renouvelables Maroc, en partenariat avec la MASEN, a mis en construction le nouveau parc éolien de Koudia Al Baïda (100 MW) en juillet 2022. Il s'agit du « *repowering* » de la ferme éolienne existant au nord du pays (50 MW), premier en son genre en Afrique. La mise en service de ce parc est prévue au deuxième trimestre 2024.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la détention à 100 % de la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou. Dans un secteur électrique qui connaît des évolutions institutionnelles (un nouveau Code de l'électricité a été adopté en juillet 2021), la question de la soutenabilité économique du modèle des concessions électrification rurale reste d'actualité au travers des questions de révision tarifaire. ERA a ainsi initié auprès du régulateur une demande de révision tarifaire exceptionnelle dont l'issue reste attendue.

(1) Participation minoritaire d'EDF Pulse Holding aux côtés de fonds d'investissement de la société de gestion Meridiam.
(2) Le FEXTE (Fonds d'expertise technique et d'échanges d'expérience) finance des programmes de coopération technique et des études de préparation de projet dans les pays en développement.
(3) En partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co.
(4) Avec Masdar et Green of Africa.

Cameroun

- Le groupe EDF est présent au Cameroun depuis 2014 avec la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal. Créée en juillet 2016, Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) est détenu à 40 % par EDF International [1]. NHPC est en charge de la conception, du financement, et de la construction de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (420 MW) situé sur le fleuve Sanaga au nord de Yaoundé, ainsi que de la ligne de transport entre Nachtigal et Yaoundé dont les travaux ont été finalisés en 2021. NHPC a signé une convention de concession de production d'électricité en avril 2017, pour une durée de 35 ans à partir de la mise en service commerciale en 2024. La clôture financière a été réalisée en décembre 2018. EDF a signé un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage avec la société NHPC pour la bonne réalisation du chantier.

  L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal est un projet dimensionnant pour le Cameroun. À sa mise en service, il sera le plus important moyen de production du pays et assurera environ un tiers des besoins en électricité tout en générant de nombreuses retombées pour l'économie locale. À fin 2022, le taux d'avancement du projet est supérieur à 80 %. L'actualisation du planning intègre un retard de 11 mois dont 5 mois du fait de la crise sanitaire Covid-19. La mise en service du premier groupe est prévue pour fin 2023 et la mise en service commerciale pour le deuxième semestre 2024.

- Faisant suite au protocole d'accord signé avec le gouvernement du Cameroun qui attribue à EDF l'exclusivité du développement du projet hydroélectrique de Kikot sur la Sanaga, les discussions menées entre l'État du Cameroun et EDF ont permis de signer un accord, en juin 2021, pour le développement conjoint du projet. Une société de projet détenue à 50/50 entre EDF International et le gouvernement du Cameroun est à créer en 2023.
- Le groupe EDF poursuit son activité de conseil auprès d'Eneo, l'opérateur historique du secteur électrique dans le domaine de la distribution.

Égypte

- Les deux centrales photovoltaïques de Benban de 65 MW chacune, développées à parité avec l'égyptien Elsewedy Electric, sont en service depuis août 2019. La durée des PPA est de 25 ans.
- En 2019, EDF Renouvelables a pris une participation stratégique dans KarmSolar, acteur majeur du marché émergent de la production et de la distribution privée d'électricité solaire en Égypte. La société exploite aussi des projets de micro-réseaux incluant du stockage. KarmSolar détient un portefeuille de 39 MW de centrales solaires photovoltaïques opérationnelles et de 200 MW en développement.
- Le groupe EDF accompagne également l'Égypte dans sa transition énergétique en tant que consultant. Dans le domaine du transport, avec EETC (Egyptian Electricity Transmission Company), le Groupe supervise l'ingénierie et la construction du dispatching du Delta et du nouveau dispatching national qui sera localisé dans la nouvelle capitale administrative de l'Égypte.
- En appui à la BEI, le Groupe poursuit son activité de conseil auprès d'EETC dans le cadre du développement de son réseau de transport.
- En avril 2022, une alliance s'est formée sous le nom de « *Green Fuel Alliance* » entre EDF Renouvelables et Zero Waste, un partenaire local. Un protocole d'accord a été signé avec le gouvernement égyptien afin de produire de l'ammoniac vert. L'alliance négocie avec le fonds souverain égyptien les termes et le cadre de l'accord.

Côte d'Ivoire

- Le groupe EDF développe en partenariat [2] le projet « Biovéa » de centrale biomasse de 46 MW. Un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien en novembre 2017. La convention de concession a été signée avec l'État en décembre 2019. Le bouclage financier et le démarrage des travaux de construction de la centrale ont eu lieu fin 2022.
- EDF International est actionnaire à 49 % de Conergies Group. Cette société dispose d'une forte expertise dans le développement et l'innovation dans les domaines du chauffage, de la ventilation et du froid industriel et solaire en Afrique de l'Ouest.
- En 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire et dans la sous-région. En octobre 2016, il a également créé la société ZECI, en joint-venture [3], pour le déploiement d'un projet off grid d'installation et de maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains.

Ghana

EDF International détient 30 % du capital de ZEGHA depuis décembre 2017, société commercialisant des kits solaires, dont le développement a été arrêté en 2020.

Togo

- Le Groupe est présent dans le pays à travers la société BBOXX EDF Togo, joint-venture avec la société britannique BBOXX. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination des foyers ruraux. Par ailleurs, un partenariat de déploiement de pompes solaires a été mis en place en 2020 avec la société kenyane SunCulture (détenue par EDF International via une participation indirecte) et le gouvernement togolais.
- Le groupe EDF a créé, début 2020, une succursale pour soutenir sa stratégie de développement et assurer la poursuite de prestations de services d'ingénierie.

Kenya

- Depuis juillet 2018, le groupe EDF participe au développement de la société kenyane SunCulture. L'objectif est d'assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination d'agriculteurs, principalement au Kenya. EDF accompagne SunCulture dans son développement international, via une participation de 16,9 % dans Savant Group, maison-mère de SunCulture.
- Le Groupe a pris une participation indirecte également dans Bboxx Capital Kenya Limited en 2021. La société assure la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux.
- Le groupe EDF détient, depuis février 2021, 50 % de DPA Kenya [4]. La société est spécialisée dans le solaire réparti à destination du marché d'affaires. DPA Kenya développe des solutions allant du *design* à la maintenance en passant par le financement. En octobre 2022, la construction du premier projet commun de 4 MW pour le cimentier DEVKI a été lancée, avec une mise en opération attendue pour 2023.
- Alors que le Kenya relance ses ambitions de projets nucléaires, le Groupe a manifesté son intérêt auprès du gouvernement.

Malawi

En août 2022, Le gouvernement du Malawi, l'IFC [5] et le consortium entre EDF et SCATEC ont signé le *Relationship Agreement* qui confère au consortium 55 % du capital du projet hydroélectrique de Mpatamanga au Malawi (350 MW). En septembre 2022, le consortium a officiellement été nommé *Strategic Sponsor* du projet. À sa mise en service prévue en 2029, Mpatamanga fournira de l'électricité à environ 2 millions de personnes et permettra d'éviter 520 000 tonnes d'émissions de CO_2 par an. EDF et SCATEC mèneront les phases de développement, de construction et d'exploitation.

Eswatini (ex Swaziland)

Le groupe EDF, en partenariat [6], a été préqualifié pour répondre à l'appel d'offres du gouvernement d'Eswatini lancé en août 2020 pour le développement d'une centrale biomasse de 25 MW (projet MOBIO).

Zambie

Afin de développer son offre dans le domaine du mini-grid, EDF International a pris une participation de 12 %, en 2020, dans Standard Microgrid Initiatives Limited. Cette start-up développe et installe des mini-réseaux à travers une solution de conteneurs standardisés et de compteurs intelligents permettant de vendre des blocs d'énergie à la demande.

(1) Détention également par IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %).
(2) Partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, et le fonds Meridiam.
(3) ZECI est détenue à 50 % par EDF International et à 50 % par Méridiam, entré au capital fin 2021.
(4) Anciennement Econet Energy Kenya.
(5) IFC : *International Finance Corporation.*
(6) Partenariat avec le groupe Montigny.

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient dans les activités de développement et de suivi de projets. Il dispose d'une implantation régionale basée aux Émirats Arabes Unis et couvrant les activités de la zone. Le Groupe a des implantations à Doha au Qatar, à Riyadh en Arabie saoudite, à Beyrouth au Liban, au Bahreïn ainsi qu'à Abu Dhabi et Dubaï aux Émirats Arabes Unis.

Ces implantations gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays. Le principal enjeu, pour les prochaines années, est de les accompagner dans leur processus de transition énergétique.

Les projets majeurs de la zone sont situés notamment aux Émirats Arabes Unis avec, en 2022, à Abu Dhabi :

- la finalisation, en consortium [(1)], du closing financier d'un projet stratégique de 3,8 milliards de dollars. Il vise à développer et à exploiter un système de transmission sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC). Il s'agit d'une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord. Ce projet majeur consiste à connecter les activités de production *offshore* d'ADNOC [(2)] à une énergie plus propre et plus efficace fournie par le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi. Le projet doit permettre de réduire l'empreinte carbone *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, tout en soutenant la *Net Zero by 2050 Strategic Initiative* des Émirats Arabes Unis ;
- la sécurisation en 2022 par Emerge de plusieurs contrats totalisant 150 MW de projets de solaire distribué. Emerge est une co-entreprise créée en 2021 par EDF et Masdar, l'un des leaders mondiaux dans le domaine des énergies renouvelables. Par ailleurs, l'entreprise développe des projets d'efficacité énergétique et d'éclairage public. L'offre d'Emerge est prioritairement destinée aux clients commerciaux et industriels, aux Emirats et en Arabie Saoudite. Elle contribue ainsi à l'atteinte des objectifs ambitieux de ces pays en matière de transition énergétique ;
- un contrat de développement, en consortium [(3)], comprenant le financement, la construction et l'exploitation du projet solaire photovoltaïque Al Dhafra PV2. D'une capacité installée de 2 GW, la centrale solaire, qui doit entrer en service d'ici l'été 2023, sera la plus puissante au monde. Elle évitera le rejet de 2,4 millions de tonnes de CO_2 par an ;
- la signature des contrats commerciaux pour la conception, l'installation et la gestion de la phase 2 de l'éclairage public à Abu Dhabi (130 000 points lumineux) en consortium avec Engie. La clôture financière est programmée au printemps 2023.

D'autres projets majeurs sont situés à Dubaï avec DEWA :

- un contrat de développement de la centrale solaire photovoltaïque de 800 MW dite « DEWA III ». EDF Renouvelables a développé ce projet aux côtés de Masdar et du client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans l'Émirat). Cette centrale était, au moment de son inauguration en 2020, la plus grosse centrale solaire au monde. En août 2021, EDF Renouvelables et son partenaire Masdar ont créé la société Energize O&M Co afin d'assurer l'exploitation et la maintenance de la centrale. Grâce à la production de DEWA III, 240 000 foyers dubaïotes sont alimentés en électricité décarbonée ;
- un contrat d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour un barrage de type station de pompage de 250 MW. Sa construction a démarré dans les montagnes d'Hatta dans l'Émirat de Dubaï pour le client DEWA (fin prévue au premier semestre 2024) ;
- un projet d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour la construction d'une centrale thermique à Al Aweer d'une puissance de 3 x 233 MWe.

Autres projets :

- aux Émirats Arabes Unis, le groupe EDF a pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH. Il s'agit de l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah et filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC). En 2018, un accord-cadre de longue durée a été signé. Il prévoit qu'EDF accompagnera NAWAH dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, via une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental). Un second accord a été signé en juin 2021 entre Framatome et NAWAH pour la fourniture de services de maintenance ;
- un autre projet majeur d'ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) est en cours de réalisation à Doha. Il porte sur la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension, et en particulier les postes d'évacuation de Al Kharsaa, la plus grande centrale solaire du Qatar mise en service en 2022. Plusieurs projets à haute valeur technique et stratégique incluant le développement des énergies renouvelables et l'amélioration des performances du réseau de transport ont été menés à bien avec ce client ;
- enfin, poursuivant sa dynamique de croissance dans la zone, Dalkia a acquis en juin 2022 la société US Chiller Services, majoritairement basée au Moyen-Orient et aux États-Unis. Cette société de 330 salariés est spécialisée dans l'exploitation et la maintenance de grandes installations de production de froid.

Les principaux projets situés en Arabie Saoudite sont les suivants :

- le groupe EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays. Il permet une coopération très large incluant notamment des prestations de formation. En 2022, EDF a remporté un appel d'offres auprès de la SEC pour l'accompagner en tant que PMO (*Project Management Office*) sur le déploiement de son projet d'automatisation des réseaux de distribution ;
- EDF Renouvelables a gagné en 2019 un appel d'offres, en partenariat [(4)], comprenant le financement, la construction et l'exploitation du premier projet éolien d'Arabie Saoudite pour une puissance installée de 400 MW, à Dumat Al Jandal. L'exploitation commerciale a démarré en juillet 2022 ;
- en 2020, EDF Renouvelables s'est vu attribuer, en partenariat [(5)], le projet South Jeddah dans le cadre d'un appel d'offres organisé par le ministère de l'Energie. Cette centrale solaire photovoltaïque d'une capacité de 300 MW devrait entrer en service courant 2023. Il s'agira de la première centrale solaire d'EDF Renouvelables en Arabie Saoudite.

Présence en Israël :

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables. À fin 2022, elle exploite 530 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau (dont 36 MW de projets flottants). Elle construit 93 MWc de projets supplémentaires incluant 38 MWh de stockage ainsi que 18 MWh de batteries « *stand-alone* ». La filiale prépare la construction, en 2023, d'environ 70 MW de projets photovoltaïques flottants, 40 MW de toitures solaires et ombrières, 100 MW de projets photovoltaïques au sol associés à du stockage et 67 MW de projets éoliens. Ces projets ont été remportés dans le cadre d'appels d'offres organisés par l'État ou par des collectivités locales.

Par ailleurs, le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage sur le mont Gilboa.

(1) Consortium composé de KEPCO et de Kyushu Electric Power Co.
(2) Abu Dhabi National Oil Company.
(3) Consortium constitué d'EDF Renouvelables et de Jinko Power (Chine). Les deux développeurs ont été rejoints lors du closing financier par les partenaires locaux Taqa et Masdar.
(4) Consortium constitué d'EDF Renouvelables, de Masdar et de Nesma Renouvelables.
(5) Consortium constitué d'EDF Renouvelables, de Masdar et de Nesma Renouvelables.

1.4.6 Les services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Les services proposés reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portées par plusieurs filiales et directions.

1.4.6.1.1 Dalkia

Dalkia est une filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014. Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'une forte présence commerciale en France et se développe à l'international dans quatre zones géographiques (Grande-Bretagne, USA, Pologne et Moyen-Orient).

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques. Grâce à son expérience acquise depuis près de 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies locales et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure. Elles visent à réduire leurs consommations d'énergie et à améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 90 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a réalisé, en 2022, 6,5 TWh d'économies d'énergie et a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,2 millions de tonnes [1] de CO_2.

Dalkia et le développement des énergies renouvelables

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales dans les réseaux de chaleur et de froid. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) telles que la biomasse, le biogaz, la géothermie et les énergies de récupération ;
- Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire ce qui limite le recours aux énergies fossiles et contribue à l'atteinte de ses objectifs de décarbonation.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia concerne les « économies d'énergie » notamment au travers des Contrats de Performance Énergétique :

- Dalkia développe l'efficacité énergétique avec des bâtiments connectés qui consomment de moins en moins et réalise des travaux de rénovation énergétique afin de les rendre plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de leurs données par les *Dalkia Energy Savings Center*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine.

Principales filiales de Dalkia en France

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à ses clients les bonnes températures en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise innovante du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique et avec un potentiel d'économies d'énergie.

Dalkia EN

Dalkia EN (Énergie Nucléaire) est une filiale détenue à 100 % par le groupe Dalkia dédiée à l'environnement nucléaire. L'entité compte plus de 700 salariés autour de deux activités :

- la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires ;
- le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holding est une filiale détenue à 100 % par Dalkia [2]. Elle développe des activités de génie électrique centrées sur deux domaines :

- les courants électriques dits « forts » : réseaux électriques privés ou publics, éclairage, process industriels, transports… ;
- les courants électriques dits « faibles » : capteurs connectés, contrôles d'accès, vidéosurveillance, feux de signalisation…

Dalkia Electrotechnics Holding assure la conception, l'installation, l'exploitation et la maintenance des installations électriques et propose une offre de travaux adaptée à ses clients. Citelum France a intégré Dalkia Electrotechnics Holding en janvier 2022, et est renommée « Dalkia Electrotechnics ».

CRAM

CRAM est une filiale détenue à 100 % par Dalkia implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Ile-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, de la gestion et de la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte 700 collaborateurs et gère près de 7 000 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

Dalkia Polska Solutions, basée en Pologne, conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.

Dalkia Poslka Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Imtech (Royaume-Uni)

Imtech, société co-détenue par Dalkia et EDF Energy, est spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics.

Imtech est implantée au Royaume-Uni. Sa filiale Breathe est spécialiste de la performance énergétique au Royaume-Uni. Imtech a acquis Spie UK le 19 décembre

(1) 4 millions de tonnes hors CO_2 évitées grâce aux cogénérations gaz.
(2) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 25 janvier 2022 « Dalkia lance sa filière de génie électrique ».

2022 [1]. Cette acquisition va permettre à Imtech de renforcer sa présence sur ses principaux marchés mais également d'étendre son offre avec des services de spécialité dans les domaines de l'instrumentation industrielle, des salles blanches et des systèmes de sécurité.

Dalkia Energy Solutions (États-Unis)

Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, avec une couverture nationale aux États-Unis.

Dalkia Energy a acquis 100 % des titres de la société US Chiller Services LLC le 21 juin 2022 [2].

Aegis Energy Services (États-Unis)

Aegis Energy Services LLC, basée dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz et des équipements qu'elle conçoit, réalise et met en service et dont elle opère la maintenance.

Dalkia Middle East Energy Company Limited (Moyen-Orient)

Société créée en 2021, Dalkia Middle East Energy Company Limited est active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, les contrats de performance énergétique et la maintenance multitechnique.

Dalkia Middle East a acquis 100 % des titres des sociétés :

- Al Shirawi US Chiller LLC le 21 juin 2022 ;
- CGC US Chillers WLL (Qatar) le 29 septembre 2022.

Ces sociétés sont spécialisées dans l'exploitation, la maintenance et la réalisation de travaux et de réparations sur refroidisseurs et équipements CVC [3].

1.4.6.1.2 Citelum

Le processus de réorganisation géographique et opérationnelle des activités de Citelum, filiale dédiée à l'éclairage public et aux services associés, s'est poursuivi en 2022.

Ainsi, les activités en Italie et en Espagne ont été transférées à Edison Next (anciennement Fenice), et les activités au Danemark ont été transférées à EDF International, finalisant ainsi la consolidation des activités de génie électrique au sein du Groupe. Par ailleurs, les activités réalisées au Brésil et au Chili ont été cédées à des repreneurs locaux.

Ces dernières opérations mettent un terme à la réorganisation de Citelum. À partir de 2023, les activités non significatives restantes de Citelum seront accompagnées jusqu'à l'extinction des dernières obligations contractuelles.

1.4.6.1.3 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP), créée en 2021, a en charge 3 missions principales :

- Cadrage stratégique : produire un cadrage stratégique annuel déterminant, au périmètre du groupe EDF [4], les axes d'innovation et les projets à enjeux, ainsi que leurs plans d'actions associés. Ce cadrage est établi en étroite collaboration avec la R&D et les métiers du groupe EDF ;
- Performance et développement : regrouper l'expertise autour d'outils et de méthodes d'innovation, en appui aux métiers du Groupe à travers les Programmes Pulse, et définir des indicateurs de valorisation de l'innovation. Voir également la section 3.3.3.6.6 « Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF Pulse » ;
- Nouveaux business : faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF à travers les 3 programmes suivants :
  - le programme EDF Pulse Incubation, pour développer les projets d'intrapreneuriat,
  - le programme EDF Pulse Ventures, pour investir dans des start-up et dans des fonds dédiés à l'innovation,
  - la mission Grands Projets Industriels Innovants, pour positionner le Groupe sur les projets industriels non matures pour les métiers du Groupe mais potentiellement stratégiques pour le Groupe.

Les participations dans des start-up et des fonds d'investissement sont portées par le véhicule dédié EDF Pulse Holding, détenu à 100 % par EDF Le développement du portefeuille d'EDF Pulse Holding est directement lié aux activités des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures détaillées ci-après.

EDF Pulse Incubation

Le programme EDF Pulse Incubation s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux business et services. Le programme d'incubation propose un accompagnement sur mesure aux salariés. Il fait appel à des experts (internes ou externes) pour tester, créer et développer des modèles d'affaires et professionnaliser les salariés intrapreneurs. Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à sa transformation et à la montée en compétences de ses collaborateurs. Grâce à la proximité entre les équipes d'EDF Pulse Incubation et celles d'EDF Pulse Ventures, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

Les projets intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF. Tel a été le cas par exemple de :

- **Hynamics** qui produit et commercialise de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau à partir d'une électricité d'origine bas carbone pour les marchés de la mobilité lourde et de l'industrie ;
- **Metroscope**, qui a développé un logiciel de jumeau numérique permettant d'optimiser la performance des installations industrielles ;
- **Exaion** qui propose une offre *cloud* de solutions *blockchain* et calcul haute performance écoresponsable, compétitive et souveraine ;
- **Urbanomy** qui propose aux entreprises du secteur privé, comme du secteur public, une offre de conseil énergie et carbone.

En 2022, le programme EDF Pulse Incubation a accompagné la création de la filiale Yxir (voir ci-dessous).

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF. Il permet de développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des start-up et dans des fonds de capital-risque via des prises de participation principalement minoritaires et par exception majoritaires. C'est ainsi le cas de Perfesco qui finance des projets d'efficacité énergétique pour les industriels grâce aux économies d'énergie que la filiale permet de réaliser.

L'objectif du programme est d'explorer des activités nouvelles pour le Groupe, de les dérisquer et de créer des synergies entre les *start-up* du portefeuille d'EDF Pulse Holding et les métiers du Groupe.

Depuis 2017, environ 400 millions d'euros ont été investis au titre des programmes EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures dans 29 *start-up* internes ou externes et dans 21 fonds d'investissement, principalement en France, mais aussi en Europe et en Amérique du Nord.

Les nouvelles entrées au portefeuille d'EDF Pulse Holding en 2022

BeZero Carbon

BeZero Carbon est une agence de notation pour le marché de la compensation carbone volontaire. Associant son expertise aux sciences du climat, à la finance et aux politiques, elle fournit des notations carbone et des outils d'analyse de risque et de données qui améliorent l'accès aux informations et aident à la prise de décision. Son objectif est de créer des marchés ayant un impact environnemental. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up basée au Royaume-Uni à l'occasion d'un tour de table de série B de 50 millions de dollars.

(1) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 19 décembre 2022 « Imtech finalise l'acquisition de SPIE UK ».
(2) Voir le communiqué de presse de Dalkia du 21 juin 2022 « Dalkia franchit une étape importante dans son développement au Moyen-Orient avec l'acquisition de U.S. Chillers Services ».
(3) CVC : Chauffage, ventilation et climatisation.
(4) Hors Enedis et RTE.

Carbon8

Carbon8 est une *spin-out* de l'Université de Greenwich (Londres). Elle développe et commercialise une technologie brevetée de carbonatation, capable de combiner des résidus industriels avec du CO_2 pour produire des composés minéraux à forte valeur ajoutée. Le procédé peut être directement déployé sur un site client grâce à une conception intégrée au sein d'un container. Cette forme de captage et séquestration permanente de CO_2 permet à l'industrie lourde de mieux gérer ses déchets en répondant simultanément à ses objectifs de zéro enfouissement et de zéro émission de CO_2. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 5 millions de livres.

Ekoscan Integrity

Ekoscan Integrity est un fournisseur intégré de solutions technologiques pour le contrôle non destructif par ultrason permettant une surveillance facile et efficace des infrastructures de ses clients. Ekoscan Integrity s'est rapidement développé à l'international grâce à une forte avance technologique, des brevets exclusifs, un savoir-faire unique et une approche fondée sur les données et l'intelligence artificielle. Il bénéficie de plus de 40 ans d'expérience industrielle, acquise notamment dans le secteur très exigeant du nucléaire. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up basée en France à l'occasion d'une levée de fonds de 23 millions d'euros.

Yxir

Yxir est la nouvelle filiale du groupe EDF issue du programme EDF Pulse Incubation. Elle développe et commercialise une offre de service basée sur l'intelligence artificielle permettant aux industriels de maîtriser la qualité de leurs produits et services. Grâce au traitement et à l'analyse des données issues de leur système de management de la qualité, la solution d'Yxir propose 4 fonctionnalités à forte valeur ajoutée : troubleshooting intelligent, suivi des tendances et récurrences, analyse multi-corrélations et automatisation des indicateurs clés de performance (KPIs).

Fonds Quantonation

Quantonation 1 est un fonds de capital-risque géré par Quantonation Ventures dédié aux technologies quantiques. Celles-ci peuvent trouver des applications innovantes dans des domaines tels que les calculs de haute performance, la cybersécurité, l'énergie ou bien la découverte de médicaments. Quantonation vise à soutenir la transition de ces technologies vers des produits commercialement disponibles pour l'industrie. EDF Pulse Holding a pris une participation dans Quantonation 1, le premier fonds clôturé par Quantonation Ventures le 11 juillet 2022.

1.4.6.1.4 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres entités et filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques. Elles interviennent sur des domaines spécifiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales). Elles couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Datanumia

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Filiale à 100 % du groupe EDF, Datanumia développe des solutions digitales innovantes. L'objectif est de permettre à chacun (particuliers, entreprises et collectivités) d'optimiser sa consommation énergétique et son empreinte carbone par la valorisation de la donnée énergétique.

Datanumia est spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des process industriels. Elle accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du management énergétique. À travers ses solutions sur-mesure (pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques, accompagnement sur le Décret Tertiaire,…), Datanumia traite près de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de plus de 45 000 sites. Spécialiste de l'IoT (*Internet of Things*) avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Datanumia assure le *management* énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

Par ailleurs, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia propose ainsi une plateforme numérique qui permet aux clients d'EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. L'objectif est de suivre et comprendre finement sa consommation énergétique (électricité et gaz). Cette plateforme compte aujourd'hui plus de 6 millions de clients particuliers actifs. En outre, Datanumia a développé, en 2022, une solution permettant un suivi en temp réel, par les clients particuliers, de leur consommation électrique.

Sowee

Sowee est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2016. Elle a pour mission de donner le pouvoir à chacun de mieux consommer. Sowee propose à ses clients résidentiels des solutions et services de maîtrise des consommations, associés ou non à la fourniture d'énergie. Tous les clients de Sowee peuvent avoir accès à un suivi de leurs consommations et de leurs factures dans leur application mobile ainsi qu'à des alertes en cas de dérive. En effet, comprendre ses consommations est la première étape pour anticiper et maîtriser ses dépenses.

Pour les clients disposant d'une chaudière gaz ou de radiateurs électriques, Sowee propose, en complément, la Station connectée Sowee. Elle permet de piloter intelligemment, et à distance, leur chauffage sans changer d'équipement. La Station connectée facilite également l'accès à des services du quotidien grâce à l'intégration d'Amazon Alexa. Elle propose l'affichage d'informations pratiques telles que la qualité de l'air intérieur (CO_2 et humidité) et extérieur, les prévisions météo, les éphémérides… Enfin, Sowee a lancé une option « effacement piloté », en 2021, à destination de ses clients détenteurs de la Station connectée.

IZIVIA

IZIVIA est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle est un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. IZIVIA propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des collectivités, des syndicats d'énergie et des entreprises. Elle vend une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) clé en main (conception, fourniture, exploitation, maintenance et services de recharge aux conducteurs). IZIVIA est *leader* de la recharge ouverte au public et en entreprises en France. L'entreprise exploite 20 000 points de recharge et possède la meilleure qualité de service du marché.

IZI confort

IZI confort est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : pompes à chaleur, chaudières gaz/fioul, climatiseurs, ballons thermodynamiques, VMC…

Avec plus de 1 100 collaborateurs présents partout en France, IZI confort réalise plus de 800 000 interventions par an. Elle répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

IZI confort s'appuie sur ses 70 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle développe de plus en plus son portefeuille de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans la transition énergétique, en cohérence avec la raison d'être d'EDF. Elle expérimente le télédiagnostic et le dépannage à distance.

Soutenue par une forte ambition de croissance, IZI confort se positionne pour devenir un acteur incontournable de la décarbonation.

IZI by EDF

Lancée en février 2019, IZI by EDF est la marque d'EDF spécialisée dans l'offre de services aux particuliers et petits professionnels, clients ou non d'EDF. L'objectif est de les accompagner dans leur confort et leur transition énergétique.

En 2021, IZI by EDF a déployé une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- une offre clé en main de rénovation énergétique autour des solutions de chauffage (pompes à chaleur, chaudières), de l'isolation, de pose de fenêtres et de ventilation, ainsi que la gestion complète des aides déduites du devis, une solution de financement et un engagement de qualité ;
- une solution complète pour passer à la mobilité électrique incluant la fourniture et l'installation de bornes de recharge à domicile, la fourniture d'électricité verte avec « Vert Électrique Auto », un pass mobilité pour se recharger partout en Europe, et le véhicule électrique en leasing.

En 2022, IZI by EDF a poursuivi son développement avec l'installation des bornes de recharge en copropriété. Grâce au développement du marché du véhicule électrique et l'extension de la gamme d'offres, IZI by EDF a multiplié par deux ses ventes de pompes à chaleur et par près de trois ses ventes de bornes de recharge pour véhicule électrique à domicile, par rapport à 2021.

Avec IZI by EDF, EDF s'engage en tant que contractant général et ensemblier auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations, portant en propre l'assurance décennale. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des artisans rigoureusement sélectionnés et qualifiés.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

En 2019, le groupe EDF a créé l'entité Local Energy Management (LEM) pour accélérer le développement d'offres innovantes en lien avec la gestion décentralisée de l'énergie. LEM anime des sociétés développées en intrapreneuriat ou en croissance externe (Agregio, Dreev, e2m, PowerShift, Store & Forecast). Ses activités recouvrent :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont (production intermittente issue de parcs éoliens ou solaires, actifs flexibles de stockage ou de production) qu'à l'aval (capacités d'effacement des consommateurs) ;
- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), les plateformes *Virtual Power Plant* et la vente *peer-to-peer* (pour permettre à des clients particuliers d'acheter à des producteurs via la *blockchain*) ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux via la prévision et le stockage d'énergie.

La filiale **Agregio** détenue à 100 % par EDF est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients :

- Les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…) à qui Agregio propose des offres sur-mesure. L'objectif est d'optimiser et vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en sécurisant leurs revenus dans la durée.
- Les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) : Agregio s'adresse aux consommateurs qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique.
- Les gestionnaires d'actifs de stockage : Agregio intervient sur l'optimisation des systèmes de stockage.

Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Il gère et exploite plus de 5 000 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage…) représentant une puissance installée de plus de 4,2 GW.

À fin 2022, le groupe EDF se positionne parmi les *leaders* européens sur ces nouveaux marchés avec 10 GW d'actifs décentralisés en portefeuille.

1.4.6.2 Activités gazières

La stratégie gazière du groupe EDF vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 6,4 millions de clients [(1)], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France. Il est aussi présent en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017 Edison est la plateforme gazière du Groupe via un contrat de services pour la gestion des actifs [(2)] du Groupe. EDF s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continentaux et au Royaume-Uni, ainsi que sur Dalkia (notamment pour les centrales de cogénération).

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs GNL d'EDF est gérée par JERA Global Markets, joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2022, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et Électricité de Strasbourg) : environ 2,4 millions de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour un volume vendu d'environ 40,5 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, pour un volume vendu d'environ 73 TWh de gaz ;
- Royaume-Uni (EDF Energy) [(3)] : environ 2,3 millions de clients, pour un volume vendu d'environ 29,2 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,8 million de clients, pour un volume vendu d'environ 13,9 TWh.

(1) Les clients sont décomptés fin 2022 en nombre de sites de livraison.
(2) Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».
(3) Hors Irlande du Nord.
(4) Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz et GNL du Groupe est réalisé :

- sur les marchés de gros gaziers à court et moyen terme ; et
- au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, des États-Unis, de Mer du Nord, d'Afrique du Nord et de l'Azerbaïdjan.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés de gros gaziers et est exporté sous forme de GNL via des contrats long terme de liquéfaction et de transport. Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

Dans le but de maintenir son positionnement sur le marché final, le Groupe optimise et diversifie son portefeuille d'approvisionnement de gaz à moyen et à long terme. Dans le GNL, EDF a souscrit des contrats moyen terme et long terme. L'objectif est notamment de valoriser la capacité de regazéification du terminal méthanier de Dunkerque.

En 2021, Edison a commencé à importer un milliard de mètres cubes de gaz par an provenant de l'Azerbaïdjan via un contrat à long terme [(4)]. Le contrat de fourniture de gaz russe d'Edison n'a pas été renouvelé pour 2023 en raison des conditions géopolitiques actuelles. À partir de 2023, Edison importera du gaz des États-Unis grâce au contrat avec Venture Global.

Infrastructures

Gazoducs et Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe, à travers sa filiale Edison, à des projets d'infrastructures d'importation de gaz [(4)].

Afin de servir la stratégie gaz du Groupe, EDF est le principal *shipper* utilisant à long terme le terminal méthanier de Dunkerque.

À travers Edison, EDF dispose d'un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an [(4)].

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (small scale GNL)

Depuis 2018 Edison mène le projet *small scale* GNL, qui vise à développer une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien. L'objectif est de contribuer à la réduction des émissions de CO_2 pour les transports maritimes et routiers. Edison a achevé la construction d'un premier dépôt côtier à Ravenna dont l'activité de commercialisation a débuté en 2021 et qui dispose d'une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an (Edison a un droit d'utilisation de 85 %). L'approvisionnement en GNL du dépôt est assuré par un petit méthanier dédié (*small scale*).

Par ailleurs, dans le cadre des fonds liés au PNRR (« *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* »), Edison a récemment obtenu la possibilité de recevoir une subvention comprise entre 45 et 65 millions d'euros pour la construction de l'entrepôt de Brindisi [(4)] dont la décision d'investissement finale reste à prendre.

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. EDF dispose d'un volume utile d'environ 180 millions de mètres cubes. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture (50/50) avec EnBW.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, se reporter respectivement aux sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées » et 1.4.5.1.2.3 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

Exploration et production

En 2022, Edison a poursuivi sa sortie des activités d'exploration et production (E&P) grâce à la signature d'un accord pour la cession de sa participation dans Reggane Nord (Algérie) à Repsol et Wintershall Dea. Cette opération, soumise à validation des autorités locales, devrait se conclure au cours du premier semestre 2023.

1.4.6.3 Le Plan Hydrogène d'EDF

En avril 2022, EDF a lancé son 5e plan industriel, le Plan Hydrogène, avec l'ambition de développer 3 GW de projets d'hydrogène électrolytique dans le monde d'ici 2030 et de se positionner ainsi comme l'un des leaders européens de la production d'hydrogène électrolytique bas carbone (à partir d'électricité renouvelable, nucléaire ou de réseau bas carbone) [1].

La production d'hydrogène bas carbone au service de la décarbonation des secteurs de l'industrie et du transport

Ce 5e plan industriel qui vise à accompagner la décarbonation des usages dans l'industrie et le transport s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 du Groupe. En complément de l'électrification directe, le développement de l'hydrogène bas carbone jouera en effet un rôle essentiel pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner en profondeur les process industriels tels que la chimie (production d'ammoniac et de méthanol), le raffinage et la sidérurgie.

L'hydrogène bas carbone produit à partir d'électrolyse de l'eau a également un rôle majeur à jouer pour décarboner la mobilité lourde. Dès aujourd'hui, il peut contribuer à décarboner des écosystèmes territoriaux (bus, bennes à ordure, camions et trains dans les zones non électrifiées…). À l'avenir, les dérivés de l'hydrogène (e-carburants) permettront de décarboner les transports aérien et maritime.

Le groupe EDF dispose de solides atouts pour se positionner largement dans la chaîne de valeur de l'hydrogène

• L'expertise

EDF peut s'appuyer sur son expertise dans l'hydrogène électrolytique, développée de longue date à la R&D d'EDF dans le cadre de sa politique d'innovation. Les premiers travaux de la R&D ont en effet été engagés dès les années 1970. De plus, l'hydrogène électrolytique est, depuis 2003, au cœur de l'expertise développée par EIFER [2] ainsi que sur la plateforme de test des électrolyseurs mise en service depuis 2020 sur le site d'EDF R&D, EDF Lab Les Renardières.

En 2018, EDF a pris une participation dans le fabricant français d'électrolyseur McPhy afin de renforcer l'expertise industrielle du Groupe.

En 2019, EDF a créé Hynamics. Cette filiale, détenue à 100 %, commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène pour les segments de l'industrie et du transport lourd. Forte de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et, plus généralement, en Europe.

En 2021, EDF a pris une participation dans le fonds d'investissement dédié à l'hydrogène Hy24.

• Le positionnement dans la chaîne de valeur

À l'amont, le groupe EDF peut s'appuyer sur son parc de production d'électricité décarbonée (parc nucléaire et renouvelable avec des actifs dans plus d'une vingtaine de pays), ses expertises d'ingénierie contractuelle et de management d'énergie, sa capacité à construire des projets intégrés, en optimisant par exemple le couplage entre production d'hydrogène et production d'électricité renouvelable dans les zones les plus favorables.

Concernant la production d'hydrogène et de ses dérivés [3], le Groupe dispose déjà d'une expertise et d'une expérience opérationnelle grâce aux premiers projets développés et mis en service par Hynamics. Il pourra également s'appuyer sur l'expertise des ingénieries du Groupe dans l'intégration de grands projets industriels et sur son expérience en termes de gestion de la sécurité industrielle et de développement de projets dans le respect de ses engagements RSE.

Le Groupe développe d'ores et déjà des projets et dispose d'un pipeline significatif d'une soixantaine de projets d'hydrogène électrolytique d'un potentiel total supérieur à 1 GW

Projets hydrogène en France

Les projets pour l'industrie

En partenariat avec le groupe cimentier Vicat, le projet Hynovi vise à créer la première filière de production de méthanol décarboné en France à partir de CO_2 capté et combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Le projet a été pré-notifié par l'État français à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2 [4]. Avec une production de 200 000 tonnes de méthanol de synthèse par an, soit un quart de la consommation nationale, le projet permettra d'éviter près de 500 000 tonnes de CO_2 par an.

Deux autres projets d'Hynamics ont également été sélectionnés dans le cadre du PIIEC et pré-notifiés auprès de la Commission européenne. Il s'agit d'un projet avec le fabricant d'engrais Boréalis et d'un projet avec Domo Chemicals, l'un des plus gros sites consommateurs d'hydrogène carboné de France au cœur de la vallée de la chimie lyonnaise.

Les projets de mobilité

Hynamics a été lauréate des appels à projet de l'ADEME mobilité [5] pour l'alimentation des bus de l'Agglomération de l'Auxerrois et du Grand Belfort.

Ainsi, à Auxerre, Hynamics et Transdev ont inauguré le plus grand site de production et de distribution d'hydrogène renouvelable en France. D'une capacité de 1 MW, la station AuxHYGen peut produire jusqu'à 400 kg d'hydrogène vert par jour par électrolyse de l'eau, permettant d'éviter l'émission de 2 200 tonnes de CO_2 chaque année. À horizon 2025, l'ambition est d'étendre les capacités de production de ces installations de 1 à 3 MW.

Le 13 septembre 2022, le projet Mob'HyZEE a figuré parmi les lauréats du programme de financement « *Connecting Europe Facility Transport* » de la Commission européenne. Le projet de stations hydrogène, porté par Hynamics, sera subventionné à hauteur de 10,2 millions d'euros pour un investissement total de près de 40 millions d'euros.

Projets hydrogène en Allemagne

En août 2020, la JV Westküste100, dans laquelle Hynamics détient 24 % des parts, a été lauréate d'une aide de 15 millions d'euros. Elle vise l'installation d'un électrolyseur de 30 MW, l'un des plus importants d'Europe, sur le site de la raffinerie de Heide dans le Schleswig Holstein dans le cadre du programme allemand Reallabor. L'extension du projet, baptisé Hyscale100, a été pré-notifiée par l'État allemand à la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projets PIIEC H2. Il prévoit le déploiement de près de 2 GW d'électrolyse d'ici 2030 pour répondre aux besoins en hydrogène de la raffinerie, mais également pour produire des carburants de synthèse.

Projets hydrogène au Royaume-Uni

EDF Renewables UK et Hynamics ont annoncé en 2022 leur intention d'investir de manière significative dans l'opération de Teesside. Ils soutiennent ainsi les ambitions des gouvernements locaux et nationaux pour régénérer la vallée de la Tees en investissant dans la décarbonation. « *Tees Green Hydrogen* » est un projet pionnier qui fournira aux clients professionnels locaux de l'hydrogène pour soutenir les efforts de décarbonation. Dans sa phase initiale, l'électrolyseur aura une taille de 30 à 50 MW, mais il est conçu pour pouvoir évoluer jusqu'à plus de 500 MW.

Projets hydrogène en Belgique

Avec le soutien d'Hynamics, Luminus est positionné sur plusieurs projets visant à développer, financer, construire et exploiter des sites de production d'hydrogène en Belgique.

(1) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO_2, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'hydrogène « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

(2) EIFER est le centre de recherche commun d'EDF et du « *Karlsruher Institut für Technologie* » (KIT) en Allemagne.

(3) Des carburants de synthèse (également dénommés e-carburants ou e-fuels) comme le e-méthanol, le e-ammoniac ou le e-kérosène peuvent être produits à partir d'hydrogène ; leur utilisation est de plus en plus largement envisagée pour contribuer à décarboner les transports maritime et aérien.

(4) PIIEC : Projets importants d'intérêt européen commun.

(5) ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie.

Luminus a notamment déjà signé un accord avec Terranova dans le cadre du projet « *Green Octopus* » de la Commission européenne. L'objectif est de faire du port de Gand l'un des fournisseurs d'hydrogène renouvelable en Belgique, afin de contribuer à décarboner les usages industriels, la mobilité lourde et la logistique. Ce projet prévoit d'utiliser la production électrique des éoliennes de Luminus et le parc solaire de Terranova pour alimenter un électrolyseur et produire de l'hydrogène renouvelable à partir de 2023.

Projets hydrogène en Italie

Plusieurs projets de production d'hydrogène électrolytique sont en cours de développement par Edison en Italie (voir la section 1.4.5.2 « Italie »).

Projets hydrogène hors Europe

Avec une implication forte d'EDF Renouvelables et de la Direction Internationale, le Groupe avance également sur des projets ambitieux hors Europe, combinant énergies renouvelables et production d'hydrogène à l'international, notamment en Amérique du Nord, du Sud et au Moyen-Orient. Ces zones géographiques présentent un potentiel important de développement avec des conditions particulièrement favorables pour les énergies renouvelables.

1.4.6.4 Optimisation et trading : EDF Trading

Interface du groupe EDF avec les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques au Groupe ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL. EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux. EDFT est présent sur les marchés du GNL, du charbon et du fret associé par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 800 salariés. Ses activités sont soumises à l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

Par ailleurs, EDF Trading fournit une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la DOAAT (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation en France ») et à la Direction Commerce en France. Il propose également l'accès aux marchés à d'autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe avec un volume d'échanges de plus de 2 000 TWh chaque année. La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tiers. L'entreprise dispose d'un large rayonnement géographique et d'un volume d'activité qui lui permettent de s'adapter rapidement aux évolutions du marché, de développer de nouvelles activités et de tirer parti des opportunités de marché le cas échéant.

Le marché japonais de l'énergie

EDF Trading a commencé le trading physique de l'électricité japonaise en 2022 après avoir ouvert un bureau à Tokyo. Il prévoit de continuer à développer le trading physique et financier en suivant les évolutions du marché japonais de l'électricité.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe avec un volume d'échanges de 593 Gm^3 (milliards de mètres cubes) par an. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où elle bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Elle offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de *dispatch* en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. EDF Trading North America est l'un des principaux fournisseurs de services d'optimisation et d'accès aux marchés aux centrales aux États-Unis avec un portefeuille de contrats correspondant à plus de 31 GW pour 124 centrales électriques détenues par des tiers[1]. Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (*Independent System Operators*) dans différents États nord-américains.

Les opérations de vente au détail en Amérique du Nord

En 2022, EDF Trading a vendu ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à BP.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux. En cohérence avec la raison d'être d'EDF, il propose une large gamme de produits de couverture multicommodités répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de tiers dans le monde. EDF Trading intervient sur les marchés du carbone (marché européen réglementé et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Par ailleurs, la société est un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques de produits dérivés climatiques en Europe. En 2022, EDF Trading a commencé à négocier un carburant vert, le bioéthanol.

Les marchés internationaux

Suite à la vente de ses activités dans le charbon et le fret à JERA en avril 2017 et à la fusion, en 2019, de ses activités d'optimisation du GNL et de *trading* dans JERA Global Markets, EDFT détient une participation de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime.

1.4.6.5 Autres participations

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse solide et liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse solide et liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du groupe en France métropolitaine continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI. Il contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Montoir-de-Bretagne. Il a livré en 2022 près de 1,1 million de tonnes de fioul, 1,2 million de tonnes de charbon et de 4,4 mille tonnes de biomasse solide.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001 renouvelée le 4 novembre 2022. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

(1) Données 2021.

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences

Les activités de R&D du groupe EDF sont portées par la Direction Recherche et Développement d'EDF (EDF R&D) ainsi que par certaines filiales. Ces activités sont complémentaires et s'inscrivent dans la raison d'être et la stratégie CAP 2030 du Groupe. Un dispositif de coordination des activités (« Charte R&D ») a été établi au niveau du Groupe.

La R&D du groupe EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers. Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes.

La R&D d'EDF compte 1 747 collaborateurs en France auxquels s'y ajoutent 128 thésards et 90 alternants. Elle emploie également 227 salariés à l'international à travers des contrats locaux de 45 nationalités et 16 expatriés.

EDF R&D est organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international, principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Chine, aux États-Unis, à Singapour et en Italie. Le centre d'implantation principal est situé à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay.

La R&D du groupe EDF a pour mission principale d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe en apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes. Elle contribue également à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ses axes de recherche s'articulent autour de quatre grandes thématiques :

- décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité ;
- renforcer les performances des moyens de production ;
- inventer les systèmes électriques de demain ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2022, le budget total du groupe EDF en R&D s'est élevé à 649 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 473 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, EDF Energy et Edison. Il s'agit de l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

1.5.1 Les programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche des solutions technologiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel *leader* mondial des systèmes électriques décarbonés.

Les travaux de recherche sur les réseaux pour le compte d'Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services. Il fixe les obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène, par ailleurs, un programme propre de R&D indépendamment d'EDF.

1.5.1.1 Décarboner les usages de nos clients grâce à l'électricité

La crise énergétique liée aux risques de pénurie de gaz du fait du conflit ukrainien, et d'électricité liée au phénomène de corrosion sous contrainte, a profondément marqué les relations avec les clients entreprises, collectivités et particuliers en 2022. Dès le printemps, des travaux ont été lancés afin de renforcer les efforts de sobriété des clients et exploiter au mieux les gisements de flexibilité.

Sur le marché des clients entreprises, la dynamique des projets d'efficacité énergétique s'est maintenue. Une centaine de projets ont été étudiés par les équipes de la R&D en soutien à la Direction des Grands Comptes d'EDF. La connaissance sectorielle de la R&D a été également mobilisée pour fournir aux commerciaux les éléments de criblage leur permettant de prospecter les secteurs les plus prometteurs en termes de capacité de délestage et de déplacement de consommation : le tertiaire de moins de 5 000 m^2, le commerce de gros et les entrepôts logistiques, etc.

Sur le marché des clients particuliers, la R&D a été mobilisée dans le cadre de la campagne « je baisse, j'éteins, je décale ». La base de connaissance des usages spécifiques de l'électricité a permis de décrire et de valoriser l'impact des écogestes à porter auprès des clients pendant l'hiver. L'outil SMACH (simulateur multi-agents des comportements humains) a notamment été utilisé pour promouvoir et valider l'effet de l'arrêt du signal heures creuses méridiennes sur la pointe de 12h30.

1.5.1.2 Renforcer les performances des moyens de production

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour :

- améliorer la sûreté des moyens de production ;
- optimiser leur durée de fonctionnement ;
- accroître leurs performances de production et environnementales.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire peu émettrice de CO_2 du Groupe

EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations. Elle vise à développer leurs performances et à étendre leur durée de fonctionnement. Ainsi, la R&D a lancé un vaste programme qui vise à identifier les verrous technologiques empêchant le prolongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 60 ans. Il vise également à proposer de meilleures évaluations des contraintes ainsi que des études, analyses et expérimentations, avec les moyens d'essai disponibles, pour mieux caractériser et étendre cette durée de fonctionnement en toute sûreté.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite. L'objectif est de mener des actions de R&D dans un cadre partenarial en développant la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur ». Celle-ci est structurée en briques technologiques qui servent à la fois le parc en exploitation et le nouveau nucléaire.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux. Elle conçoit également les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Fort de la réussite de l'expérience ConnexLab visant à tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance, la R&D d'EDF a lancé en 2020 un projet « Réacteur Numérique ». Ce projet, bien avancé, a produit des résultats notables pour la filière nucléaire. Il regroupe 9 partenaires clés (EDF, CEA, FRAMATOME, PME, ETI et académiques). Il offre aux ingénieries et aux bureaux d'études de la filière un environnement de calculs basé sur les meilleures techniques disponibles, tant au niveau des puissances de calculs disponibles que des codes scientifiques à l'état de l'art.

La R&D a poursuivi le développement de démarches numériques en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire. Elle a ainsi lancé deux nouveaux projets subventionnés par France Relance :

- le projet ICAREX pour réaliser des prototypages rapides de salles de commande de centrales nucléaires, SMR en particulier ;
- le projet MECANUM pour pouvoir bénéficier d'une plateforme filière de calculs de mécaniques, en particulier des calculs de tuyauterie.

En compléments, la R&D d'EDF développe des codes de calcul nucléaire à haute valeur ajoutée. Elle s'est associée avec Framatome pour le développement de la chaîne de calcul des cœurs « Odyssée ». Ce projet doit permettre des calculs plus optimisés et plus efficaces du cœur nucléaire, au bénéfice du parc en exploitation et des nouveaux réacteurs.

Framatome

La R&D de Framatome vise à maîtriser les technologies les plus avancées de manière à atteindre les standards les plus élevés de sûreté et de performance pour ses activités de concepteur et de fournisseur de chaudières nucléaires, d'équipements et de services nucléaires, ainsi que de combustibles.

Cette R&D est principalement réalisée au sein des équipes de développement et des centres techniques de Framatome en collaboration avec la R&D d'EDF.

Des collaborations à l'international sont également actives.

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables, stockage et hydrogène

L'appui au développement des énergies renouvelables en France et à l'international constitue un axe fort de recherche. S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D d'EDF a pour objectif de :

- identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs ;
- contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les *start-ups*.

Les énergies renouvelables, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples. Il s'agit de l'hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques, volants d'inerties, stockage thermique, stockage thermochimique, batteries à flux, supercapacités, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisation spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamiques et mécaniques des éoliennes en mer posées et flottantes.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Performance environnementale des ouvrages

Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète rendent légitime le choix d'EDF d'un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but de :

- contribuer à établir les modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles (MTD) à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres ;
- savoir anticiper et s'adapter aux impacts du changement climatique, par exemple prévoir l'évolution de la disponibilité et de la qualité de la ressource en eau dans les territoires et évaluer la robustesse des sources froides des centrales au regard de ces évolutions ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes, y compris dans les territoires.

Depuis de nombreuses années, EDF s'est doté d'équipes de recherche dédiées aux questions de la biodiversité. Un programme de recherche ambitieux vise à développer des outils performants pour évaluer et maîtriser les impacts des moyens de production d'EDF sur la biodiversité. Il vise aussi à améliorer, de façon continue, la biodiversité au voisinage des centrales de production.

La R&D contribue également, depuis début 2022, au projet d'adaptation des tranches nucléaire au changement climatique.

1.5.1.3 Inventer les systèmes électriques de demain

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose sur une forte intégration d'énergies renouvelables variables et décentralisées, en particulier sur le réseau de distribution. Cette intégration nécessite le développement de systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, afin d'être en capacité de gérer un système électrique plus décentralisé, avec un nombre d'acteurs beaucoup plus importants. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires. Ceci implique de relever de nouveaux défis tels que :

- développer les réseaux de transport et d'interconnexion à la maille européenne et renforcer le couplage des marchés de gros européens pour optimiser les flux d'électricité ;
- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques, tant en matière de gestion des flux d'énergie locaux que de stabilité du réseau ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux et en explorant les leviers de flexibilité et leur structuration ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de l'inertie du système électrique dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

Ces travaux nécessitent de travailler à la fois sur les matériels du réseau de transport et de distribution, les moyens de production et de stockage, leurs fonctionnalités et protocoles de communication, sur les matériels et modalités de pilotage, sur l'économie des usages et des services électriques et les marchés associés.

1.5.1.4 Accélérer la transformation digitale

La transition numérique impacte l'ensemble du système électrique. Elle est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Le programme de recherche en technologies de l'information s'attache à :

- comprendre et anticiper les impacts pour les métiers du Groupe et les ruptures possibles provoquées par des technologies en plein essor comme l'intelligence artificielle (IA), l'informatique quantique, l'Internet des objets (IOT), les réseaux mobiles dont la 5 G, la cyber sécurité des systèmes industriels, les *blockchains*, la réalité virtuelle… ;
- maintenir et développer un écosystème transverse de calcul scientifique au service des études conduites par EDF R&D et les ingénieries.

1.5.1.5 Les partenariats scientifiques d'EDF R&D et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats scientifiques tant en France qu'à l'international. Les objectifs sont d'accéder au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF, de compléter ses champs de compétences internes et d'orienter la recherche académique sur des travaux de R&D à enjeux pour le groupe EDF.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international :

France

La R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Le principal partenaire académique est le CNRS. La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une vingtaine de laboratoires communs et d'équipes communes avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels : FiME (Finances et marchés énergies), GIS SEISM (séisme), SEIDO (Internet des objet et cybersécurité). Une nouvelle équipe a été créée, LARTISSTE (Apprentissage statistique et traitement des incertitudes) avec de nombreux partenaires industriels et académiques. Elle participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux ou européens.

En outre, des accords-cadres de partenariats existent avec différents acteurs industriels et ou académiques comme : Naval Group, INERIS, INRIA, Telecom Paris l'IPP (Institut Polytechnique de Paris) et ENS Paris Saclay.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme par exemple :

- le Groupement d'Intérêt Scientifique SEISM sur le séisme qui associe CentraleSupélec, l'ENS Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ;
- l'Unité Mixte de Recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA, le CNRS, le CEA et EDF.

La R&D est aussi présente au sein de plusieurs Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir. Il s'agit notamment de l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, Efficacity sur l'efficacité énergétique, Supergrid Institute sur les réseaux électriques du futur, Vedecom sur la mobilité électrique ainsi que l'IRT SystemX implanté au cœur du cluster Paris-Saclay.

Le groupe EDF est à l'initiative de ConnexITy. Il s'agit d'un programme de R&D dont l'objectif est de rapprocher, grâce au numérique, les acteurs de la filière nucléaire.

La R&D d'EDF a également mis en place en son sein un centre international de recherche sur le vieillissement des matériaux. Le MAI (Material Ageing Institute) regroupe, aux côtés d'EDF, la plupart des grands exploitants nucléaires mondiaux.

Enfin, EDF est membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia et SNETP pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Allemagne

Depuis le début des années 2000, EDF a créé EIFER, un Groupement Européen d'Intérêt Économique en Allemagne avec le Karlsruhe Institute of Technology (KIT). EIFER est le centre de référence dans le domaine de l'hydrogène. Il appuie Hynamics, filiale du Groupe dédiée au développement commercial de solutions hydrogène sur les marchés industriels et de la mobilité lourde. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés, aux villes et territoires durables, à la géothermie, aux e-fuels et biofuels.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il collabore notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le National Nuclear Laboratory (NNI) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire.

Le centre est un appui direct pour le développement des activités d'EDF que ce soit dans :

- le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs RAG et déconstruction avec l'annonce de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs) ;
- les nouveaux projets tel que le projet HPC, notamment sur les problématiques environnementales du site.

Le centre est également pleinement mobilisé, dans le *digital clients*, la *blockchain* ou les projets éoliens *offshore*. Sur ces deux dernières thématiques, il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

Italie

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison soutient à moyen et à long terme la stratégie et, à plus court terme, le

développement de nouveaux services et offres d'Edison. Les équipes sont mobilisées notamment sur le photovoltaïque, le véhicule électrique ou le digital. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « *Politecnici* » italiens (Milan and Turin). Ceci favorise les coopérations et ancre Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie.

Asie

Le centre, basé à Pékin, est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille des partenaires (tels que CGN, CNNC ou State Grid) portant sur les réseaux intelligents ou les installations nucléaires. Il bénéficie également de l'écosystème chinois très avancé en matière de fabrication additive [1]. En 2022, le centre a livré la plateforme de commercialisation d'électricité établie par la filiale EDF China avec un partenaire local dans le cadre de l'ouverture des marchés décidée par le gouvernement chinois. Le centre est également actif en soutien aux activités commerciales d'EDF China dans le domaine des systèmes locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, réseaux de chaleur et de froid.

À Singapour, le centre de R&D se consacre plus particulièrement à l'industrialisation des solutions de *micro grids* à coût compétitif et à énergie renouvelable, élaborées et testées avec son démonstrateur sur l'île de Semakau au large de Singapour. Le centre est également impliqué avec des partenaires académiques et industriels locaux sur :

- les études de faisabilité d'interconnexions électriques dans la sous-région d'Asie du Sud-Est ;
- des projets de mobilité électrique à Singapour ;
- des projets de génération d'hydrogène vert dans une plaque industrielle.

États-Unis

Le Groupe dispose depuis plusieurs années d'un centre de R&D et Innovation, installé dans la Silicon Valley. Il accompagne le développement aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment :

- l'appui direct à la filiale du groupe EDF Renewables North America ;
- l'analyse des tendances technologiques et digitales via une équipe innovation dédiée ;
- le *market design* pour éclairer les choix des projets de développement des entités métiers du Groupe aux États Unis ;
- l'évaluation de nouveaux modèles d'affaires pour le Groupe aux États-Unis.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences. Le renforcement du portefeuille de brevets est donc prioritaire dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué de brevets ainsi que de logiciels et de savoir-faire enregistrés par un huissier.

Fin 2022, le portefeuille du groupe EDF et d'Enedis comprend 740 innovations brevetées et protégées par 2 189 titres de propriété en France et à l'étranger. En 2022, EDF a déposé 53 demandes de brevets [2] (49 en 2021).

(1) La fabrication additive, plus communément appelée « impression 3D », désigne l'ensemble des procédés permettant de fabriquer, par ajout de matière, un objet physique à partir d'un objet numérique.
(2) Il est précisé qu'Enedis a déposé trois demandes de brevet.

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRES DE MAÎTRISE

2.1 GESTION DES RISQUES ET MAÎTRISE DES ACTIVITÉS 96

2.1.1 Environnement de contrôle 96

2.1.2 Principes de mise en œuvre 97

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités 99

2.2 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ 104

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 106

2.2.2 Risques financiers et de marché 111

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques 114

2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle 118

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires 125

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant à l'ensemble du Groupe pour l'année 2022. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe. Ils obéissent aussi aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne (publié le 22 juillet 2010). Ils s'appuient enfin sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre et finalités

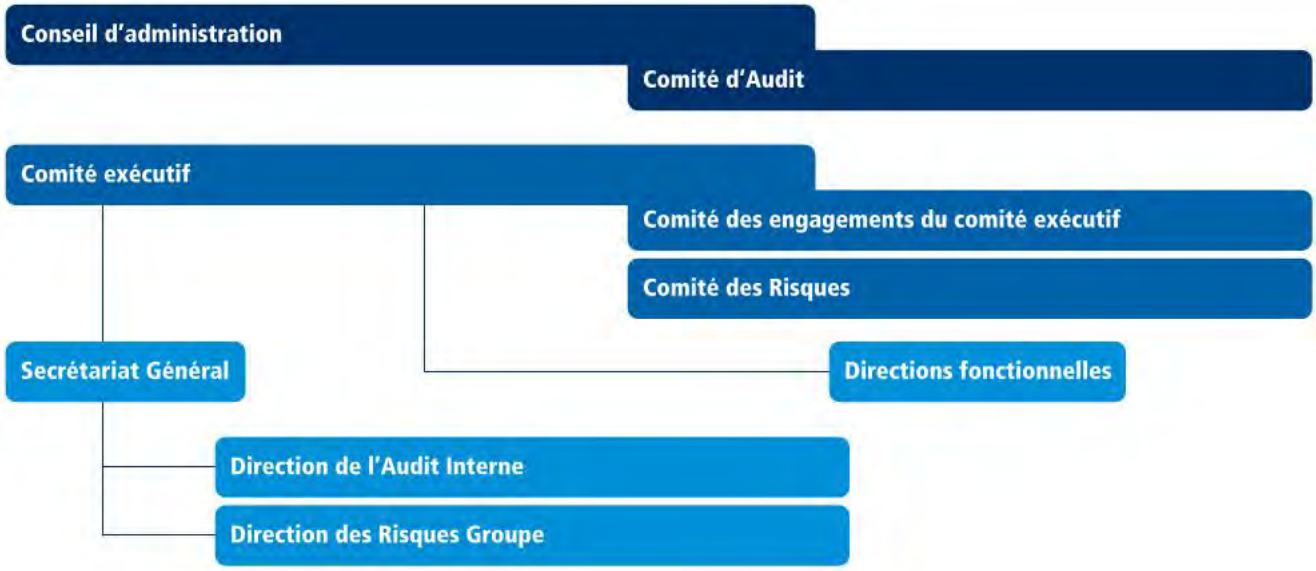
Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour de 40 politiques Groupe, validées et signées par le Comex. Ce corpus définit l'ensemble des exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Elles s'inscrivent pleinement dans la raison d'être du Groupe.

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique Groupe « Principes de fonctionnement, Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, afin de s'assurer de l'existence et de plans d'actions pertinents et efficaces ;
- d'assurer en permanence :
  - la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Organisation

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.



Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration examine régulièrement en lien avec la stratégie qu'il a défini les opportunités et les risques ainsi que les mesures prises en conséquence.

Le Comité d'audit

Le Comité d'audit a pour mission de suivre, sous la responsabilité du Conseil d'administration, l'efficacité des systèmes de contrôle interne, de gestion des risques et d'audit interne.

Le Comité des Engagements du Comité exécutif

Afin d'améliorer la qualité de l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Le Comité des risques

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques. Il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « sponsors ».

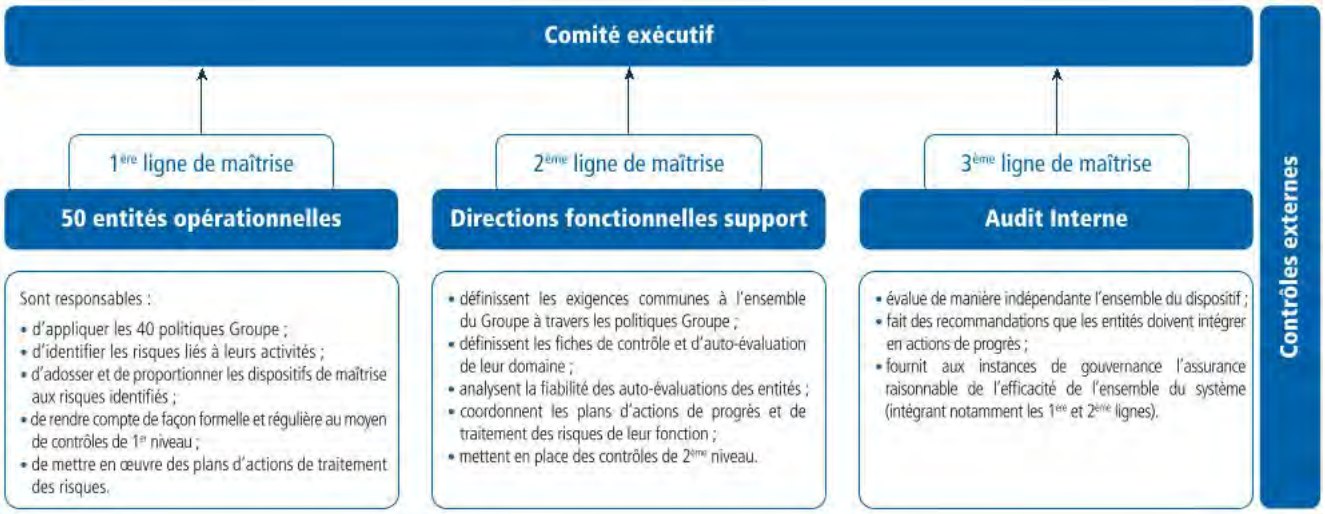
Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats). Ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.1.2 Principes de mise en œuvre

L'ensemble du dispositif fondé sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une garantie adaptée à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (50 entités en 2022 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de maîtrise de ses activités et de ses risques, comprenant une autoévaluation ainsi qu'une réponse aux « actions essentielles de progrès du Groupe ». Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et un plan d'actions.

Les autoévaluations des entités rendent compte de la maîtrise de leurs activités « métiers » et des exigences des domaines transverses mentionnées dans les politiques Groupe, en cohérence avec leur cartographie des risques. Ce rapport inclut notamment les autoévaluations de maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière - contrôle interne comptable et financier »).

Au sein du Groupe, 88 % des entités redevables d'un rapport d'autoévaluation « risques & maîtrise des activités » déclarent être dotées d'un plan de contrôle interne incluant un ensemble de contrôles mis en œuvre annuellement.

Cartographie des risques des entités

Les entités et filiales produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune au Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management ;
- une typologie des risques incluant les risques internes ou externes, opérationnels ou stratégiques ainsi que les opportunités ;
- une méthode d'évaluation qualitative de l'impact, de la probabilité et du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- des plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités et filiales ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et Outils : En appui de ces démarches, des documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités et filiales :

- un guide méthodologique d'analyse de risques et un progiciel à l'appui de la cartographie des risques des entités ;
- un guide de contrôle interne, une trame détaillée d'autoévaluation et une plateforme numérique de partage et de synthèse des autoévaluations.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

La deuxième ligne est composée des fonctions d'appui du Groupe en charge d'animer et de coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent.

POLITIQUES GROUPE

- **Pilotage & Fonctionnement**
  - Principes de Fonctionnement/Maîtrise des risques et contrôle interne
  - Gouvernance des filiales et participations
  - Management de projet du groupe EDF
  - Gestion de crise et continuité d'activité
- **Politique Éthique & Conformité** et instructions associées (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, fraude, REMIT, RGPD, déontologie boursière)
- **Sûreté & Sécurité**
  - Sûreté nucléaire
  - Sécurité du patrimoine face à la malveillance
- **Politique Responsabilité sociétale d'entreprise**
- **Ressources humaines**
  - Santé et sécurité
  - Rémunération et avantages sociaux
  - Talents
  - Experts
  - Développement des compétences en France
  - Mobilité Groupe
- **Politique Fournisseurs**
- **Immobilier & Services généraux**
  - Voyages Groupe
  - Immobilier tertiaire France
- **Politique Pilotage des risques juridiques du Groupe** et instructions associées
- **Finance & Marchés**
  - Pilotage de la performance économique et financière
  - Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers
  - Engagements
  - Risques marchés énergies
  - Fiscalité et Douane
  - Assurances
  - Reporting comptable et financier et instruction associée
- **Communication**
  - Communication/Relations institutionnelles/Partenariats
  - Communication financière
- **Systèmes d'information & Transformation numérique**
  - Gouvernance des SI
  - Gestion de la Donnée
  - Sécurité des SI

Cartographie des risques Groupe

La cartographie des risques Groupe comprend :

- des risques associés au contexte politique et régulatoire et aux enjeux juridiques et de conformité ;
- des risques financiers ;
- des risques stratégiques, des risques liés à la transformation du Groupe, incluant notamment les risques liés aux enjeux climatiques ;
- des risques liés aux activités opérationnelles du Groupe et de ses chaînes d'approvisionnement, ainsi qu'aux grands projets du Groupe, dans tous ses métiers notamment nucléaires. Ces risques portent aussi sur l'atteinte à la santé, la sécurité des personnes, la protection du patrimoine et la sécurité des SI.

Ces risques sont décrits au § 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». De plus, certains risques sont détaillés au chapitre 3, en particulier les risques liés aux enjeux climatiques et environnementaux, au devoir de vigilance et à la santé et à la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborés par les entités et filiales du Groupe (1re ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques Groupe élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs. Cette cartographie inclut le bilan d'ensemble du contrôle interne et permet aux dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, priorisée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit interne du Groupe. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les équipes d'audit des gestionnaires d'infrastructures régulées, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAi – hors Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes, etc.). À fin 2022, la filière audit du Groupe est composée de l'ordre de 70 équivalents temps plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'Institute of Internal Auditors et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte diffusée en juillet 2019. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à la filière. Ce code a pour but de promouvoir une culture éthique, et rappelle que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et la pratique de l'audit interne.

La DAi bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général ; elle rend compte des missions au Comité d'audit qui donne un avis sur l'audit interne fondé sur les risques, prend connaissance de la réalisation des audits et vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne. L'ensemble des processus de la DAi, de la définition du programme d'audit au suivi des plans d'actions, est décrit et piloté.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission. Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'actions) susvisées sont décrits et pilotés. La filière audit se soumet régulièrement volontairement à l'évaluation par l'IFACI [1]. La dernière évaluation de 2018 a attesté, comme les fois précédentes, que les pratiques d'audit sont conformes aux standards internationaux de la profession.

(1) L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *business units*, des projets et des fonctions transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi est la seule entité compétente pour réaliser les audits transverses *corporate* de BUs/projets alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

Le programme d'audit est élaboré à partir des risques du Groupe.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part. Ces plans d'actions sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard 6 mois après la diffusion du rapport d'audit. Un rapport de synthèse semestriel récapitule les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'action. Le rapport semestriel présente aussi le bilan du programme d'audit, la satisfaction des audités, l'activité de la filière, un bilan des compétences et le budget. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière. Il donne enfin une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs économiques et financiers de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités

Les programmes de maîtrise des activités sont mis en place pour sécuriser l'atteinte des exigences énoncées dans les politiques Groupe validées en Comex (voir encadré de la section 2.1.2) et sélectionnés en fonction des risques majeurs.

2.1.3.1 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir section 3.1 « neutralité carbone et climat ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) édicte les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de leur entité. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations, la prévention des conflits d'intérêts et le devoir de vigilance. La PECG est la référence supra à la charte éthique Groupe et au code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien ;
- le code de conduite éthique et conformité, revu en 2021, est décliné dans les règlements intérieurs des entités et constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption. Il s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique (voir section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF »). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

2.1.3.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Le programme Sécurité des informations et des systèmes d'information est couvert par les politiques Sécurité du Patrimoine face à la Malveillance et Sécurité des systèmes d'information et Gouvernance des SI et de la transformation numérique. Elles visent à prévenir le risque d'agression et à en limiter les impacts. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles.

Les principaux axes stratégiques de maîtrise des activités visent à :

- légitimer et renforcer la gouvernance et le pilotage ;
- généraliser la culture sécurité à l'échelle du Groupe ;
- sécuriser les fonctions les plus critiques en lien fort avec les Métiers ;
- anticiper, renforcer et conserver l'homogénéité de la surveillance et la capacité de réaction en cas d'incident.

Une charte d'utilisation des ressources IT fixant les bonnes pratiques IT est annexée au règlement intérieur d'EDF. Des formations et des sensibilisations régulières à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, Responsables sécurité SI…) sont proposées aux salariés. Un *reporting* relatif à la maîtrise du risque cyber sécurité est assuré auprès du Comité exécutif ainsi que du Comité d'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence Nationale de la Sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, un *reporting* mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF.

Enfin, des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2022 sont décrites dans la section 2.2.4 « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber » (4D).

2.1.3.3 Le programme Santé Sécurité

Le programme Santé Sécurité du groupe EDF est décrit dans la section 3.3.1.3.1 « Politique Santé Sécurité ».

2.1.3.4 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour les entités d'EDF et ses filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit aux sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2022 ».

Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions (émanation du CECEG) afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.1.3.5 Fiabilité de l'information financière - contrôle interne comptable et financier

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

Pilotage de la Performance, reporting avec pour principales missions :

- contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en animant les plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget au travers de revues de performance généralisées dans les directions et filiales contrôlées ;
- élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
- élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité via des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe, selon un dispositif détaillé ci-après.

Fiscalité :

- garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.4.2.2 « Contribution au développement par l'impôt » ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
- s'assurer du suivi comptable, de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

Financement et Investissements :

- coordonner les actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- contribuer aux revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers ;
- vérifier la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque). Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe.

La politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers demande aux entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques via :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place. Le Comité marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des actifs dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 voir chapitre 6 « États financiers ») sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2020. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe sont définis dans la politique Reporting Comptable et Financier. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe « Contrôle Interne Comptable et Financier ». Les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de Contrôle Interne du Groupe. Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Finance. Un réseau de correspondants des Directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne Comptable et Financier, sur les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité et Fiscalité Groupe. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale du Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'attestation de conformité des comptes du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou à poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chacune est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du Document d'enregistrement universel (URD) pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les Directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations etc.) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée trimestrielle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat du groupe EDF permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Il facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont clos le 30 juin de l'exercice, puis arrêtés par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets et Direction Dirigeants Talents Formation Managers pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les Directions d'EDF pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

À l'instar de la pandémie Covid, des tempêtes, Amélie (2019), Alex (2020) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, ou les épisodes de grand froid (hiver 2017) ou de canicule (été 2019), des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (pandémie, accident industriel majeur dans le monde, etc.) peuvent affecter les activités du Groupe. En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a défini une politique Gestion de crise et Continuité d'activité prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de ses activités industrielles et de service public en matière de continuité d'activité de l'économie. Cette politique définit les principes d'organisation et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires et ainsi enrichir les Plans de Continuité d'Activité (PCA) ;
- à s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

En 2019, le groupe EDF a mis en place un plan d'actions pour renforcer la préparation des entités aux enjeux de continuité d'activité. Dans ce cadre, la préparation d'un exercice de crise pandémie, comprenant la révision du plan pandémie du groupe EDF a été engagée dès l'été 2019. Ces travaux se sont révélés particulièrement utiles pour la gestion de la crise Covid en 2020 s'appuyant sur des dispositifs opérationnels, préparés et entraînés, le groupe EDF a su faire face, avec réactivité et anticipation, à la crise sanitaire, et ce dès fin janvier 2020. Un retour d'expérience, après l'été 2020, a permis d'aborder le deuxième confinement, en novembre 2020, avec les enseignements nécessaires à la poursuite de l'activité.

En 2021, un travail de coordination sur le volet Systèmes d'Information a été conduit afin d'assurer la cohérence et compréhension mutuelle entre la partie SI des PCA des métiers et le PCA SI.

En 2022, le travail d'analyse approfondie sur la continuité d'activité s'est porté sur une indisponibilité temporaire d'électricité et ses impacts, notamment sur les télécommunications. Des exercices de crise sur ces thèmes visent à valider ces PCAs et, si besoin, les points à améliorer. Au-delà de la validation de processus, les exercices, en particulier dans les domaines usuellement perçus comme réservés aux spécialistes, sont l'occasion de pédagogie, de prise de conscience, de partage entre les différentes priorités métiers grâce à un dialogue basé sur des cas concrets. Ils font donc l'objet d'analyses régulières basées sur le retour d'expérience dans le cas de crises SI par exemple, même limitées, et/ou d'exercices et de plans d'actions si des vulnérabilités subsistent.

L'année 2021 a permis de tester la robustesse du dispositif de crise et son agilité face aux différentes phases de confinement et d'évolution du télétravail durant la crise Covid, notamment au regard de son impact sur la disponibilité du parc nucléaire et de l'attention particulière à porter aux composantes de l'équilibre offre/demande lors du passage de l'hiver 2021/2022. En 2022, cette thématique a été approfondie avec le ministère de la Transition écologique au travers d'exercices de crise et d'actions menées dans le contexte de crise des marchés de l'énergie. Les plans de continuité ont été développés sous l'angle d'un possible délestage en complément d'une analyse approfondie de leurs volets SI, en 2021. Ces questionnements viennent nourrir le travail collectif entre les métiers et les experts SI, et ce pour répondre au risque de cyberattaques.

2.1.3.7 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes. Étant précisé que, les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF, du pilotage et du suivi de sa mise en œuvre dans le Groupe, afin d'optimiser le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maximum possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances Groupe définit les programmes des visites de sites et suit leur mise en œuvre.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances, validée par le Comex en janvier 2017, précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts :

- massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe ;
- partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.) ;
- franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés) ;
- optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA) nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

À l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe EDF [(1)] sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

Par ailleurs, EDF est membre de la mutuelle Everen (anciennement Oil Insurance Limited -OIL) en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). Everen est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par Everen et celles apportées par les captives et les assureurs du marché.

Le groupe EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et *Blue Re*, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et mutuelles permettent à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'assurance.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC et d'Océane Re, n'excède pas 40 millions d'euros par sinistre. Les filiales disposent généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment, EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution Enedis.

Wagram Insurance Company DAC ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures Everen, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC et par Océane Re, n'excède pas 35 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont notamment décrites en tête de ce chapitre dans le paragraphe « 2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités ».

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR de Flamanville et d'Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Couverture Cyber risk

Depuis le 1er juillet 2017, une couverture *Cyber risk* a été mise en place. Cette garantie de 70 millions d'euros couvre EDF et les filiales contrôlées du Groupe pour les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

(1) Framatome et EDF Energy disposent de leurs propres captives afin de répondre à leurs besoins propres de couverture.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant [(1)] et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France et le Royaume-Uni.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 et sont entrés en vigueur le 1er janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la Convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passe de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces conventions prévoient également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le Code de l'environnement. Ainsi, les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire [(2)].

EDF a mis en place une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) » obtenue à l'issue d'un appel d'offres qui permet au Groupe de répondre aux obligations découlant de la Convention de Paris révisée, tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Framatome a rejoint le dispositif assurantiel du Groupe au 18 février 2020.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en place un programme satisfaisant aux exigences de la Convention de Paris révisée, souscrit auprès du *pool* britannique NRI, des captives du Groupe et de la mutuelle nucléaire ELINI. À noter que les obligations des opérateurs britanniques seront portées progressivement, sur une période de cinq années, de 700 millions d'euros à 1 200 millions d'euros.

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle Everen apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 450 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Depuis le 1er octobre 2021, le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par Everen est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance d'un maximum de 80 millions d'euros en excédent d'une franchise d'un maximum de 20 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection d'Everen est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité définie en fonction de la technologie et du statut des centrales allant jusqu'à 1 milliard de Livres fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assurée auprès de la Mutuelle EMANI pour les dommages et perte d'exploitation consécutive affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 millions d'euros, avec une franchise n'excédant pas 5 millions d'euros en dommages et 90 jours en pertes d'exploitation. Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 311 millions d'euros en 2022.

2

(1) À l'exception des pays Parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède…).
(2) Articles L. 597-4 et L. 597-8 du Code de l'environnement.

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : régulatoires, stratégiques ou opérationnels. Certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent porter sur les résultats opérationnels, sur la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement. Elles peuvent aussi affecter ses parties prenantes internes ou externes, son environnement ou sa réputation.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé, et les principales actions de maîtrise correspondantes, dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseaux. Pour les risques non spécifiques, l'absence de description dans cette section n'exclut pas pour autant leur prise en compte.

Les risques doivent être lus dans leur intégralité compte tenu de l'interdépendance qui peut exister entre certains d'entre eux.

Les risques sont classés en cinq catégories décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5 :

- La section 2.2.1 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé ;
- La section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée ;
- La section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales ;
- La section 2.2.4 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents projets industriels et activités. En particulier, cette section décrit le risque pour le Groupe relatifs aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur ;
- La section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.4 pour les activités liées à l'activité nucléaire du Groupe (sûreté nucléaire, exploitation, cycle du combustible et engagements de long terme).

Les risques sont détaillés dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau de synthèse et les descriptions détaillées qui suivent.

Les suites de la crise Covid et les conséquences des tensions géopolitiques actuelles, en particulier le conflit ukrainien, entraînent une poussée inflationniste et des perturbations sur les différents marchés. Ces enjeux sont traités comme des facteurs d'aggravation des risques suivants :

- risque Marchés énergies (Risque 2A) : volatilité accrue, tensions à la hausse sur les prix et liquidité diminuée et impact sur les évolutions réglementaires (risque 1A) ;
- continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (Risque 4B) : tensions inflationnistes, perturbation des chaînes d'approvisionnement industrielles pour des produits ou équipements en provenance de pays touchés par le conflit, perturbation des contrats avec des sociétés concernées par les sanctions économiques vis-à-vis de la Russie ;
- risques financiers de la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » en particulier le risque de liquidité ;
- atteinte au patrimoine notamment attaques cyber (Risque 4D) : accroissement des cybermenaces.

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise, compte tenu des actions engagées. Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ») ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Des dispositions complémentaires de prise en compte de certains risques liés à la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont décrites au chapitre 3. Les renvois sont, si nécessaire, précisés dans la description des risques.

TABLEAU DES RISQUES – NUMÉROTATION, LIBELLÉS ET CRITICITÉS

La criticité est évaluée compte tenu des actions de maîtrise engagées.

Catégorie	Risque	Criticité
1. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	1A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH	●●●
	1B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques	●●
	1C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité	●●
	1D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	●
	1E – Risque lié aux contentieux	●
2. Risques financiers et de marché	2A – Risque marchés énergies	●●●
	2B – Risque marchés financiers	●●
	2C – Risque taux d'intérêt	●●
	2D – Risque d'accès à la liquidité	●●
	2E – Risque de contrepartie	●●
	2F – Risque de taux de change	●
3. Transformation du Groupe et risques stratégiques	3A – Capacité de transformation face aux ruptures	●●
	3B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	●●
	3C – Adaptation des compétences des salariés	●●
	3D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme	●●
4. Performance opérationnelle	4A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	●●●
	4B – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	●●
	4C – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	●●
	4D – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	●●
	4E – Atteinte à la sûreté hydraulique	●●
	4F – Risque de déséquilibre offre/demande au périmètre d'EDF	●●
	4G – Risque de *black-out*	●
	4H – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	●
5. Risques spécifiques aux activités nucléaires	5A – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	●●●
	5B – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés	●●
	5C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	●●
	5D – Maîtrise du cycle du combustible	●●

Légende

●●● *Criticité forte* ●● *Criticité intermédiaire* ● *Criticité modérée*

2.2.1 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

1A : Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH.

Résumé : Les politiques énergétiques publiques et la régulation des marchés en Europe, en France et plus généralement dans les pays où exerce le Groupe sont évolutives, même à bref délai et exposent ce dernier à un important risque réglementaire. Ces évolutions peuvent impacter notamment pour la France les tarifs réglementés de vente et l'ensemble des prix de détail, l'ARENH, ou les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), ou concerner la fiscalité applicable à l'entreprise. Elles peuvent aussi impacter le cadre régulatoire des certificats d'émission de CO_2 ou les mécanismes de financement des investissements du groupe à travers la taxonomie européenne.

Les conséquences sont potentiellement considérables pour le Groupe, dans la mesure où elles peuvent freiner son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa situation financière et sa capacité à financer sa stratégie ou à respecter ses engagements pour la protection du climat.

Des discussions s'ouvrent à l'échelle européenne et nationale sur des évolutions de l'architecture du marché européen de l'électricité. Elles ont notamment pour but de réduire la grande dépendance des prix de détail de l'électricité à la fluctuation des prix du gaz, ainsi que de créer des conditions plus propices aux investissements amont (production d'électricité décarbonée) et aval (électrification des usages). Dans le contexte actuel de crise des prix, il existe un risque que d'éventuelles dispositions soient préjudiciables à l'entreprise.

En particulier :

- les annonces du Gouvernement en date du 13 janvier 2022, précisées par décret du 11 mars 2022, ont imposé certaines mesures réglementaires ayant des conséquences financières significatives pour le Groupe ;
- le cadre réglementaire actuel et la définition du cadre réglementaire futur applicables à la valorisation de la production nucléaire existante du Groupe en France pourraient être contraires aux intérêts d'EDF et mettre en risque la capacité du Groupe à mener à bien son projet industriel et, le cas échéant, le financement du projet NNF (Nouveau Nucléaire France).

Criticité : ●●● Forte

a) Contexte

Le contexte dimensionnant en France pour ce risque (lois, règlements, orientations politiques) est le suivant :

- **Mix énergétique :** la loi fixe à 2035 l'échéance de la réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité, à 40 % l'objectif de baisse de la consommation d'énergie fossile d'ici 2030 (par rapport à 2012), et prévoit d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six.
- **Le discours de Belfort du Président de la République le 10 février 2022 :** le Président de la République demande à EDF de prolonger tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être sans rien céder sur la sûreté, étudier les conditions de prolongation au-delà de 50 ans en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire, le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires : construction de 6 EPR2 et lancement d'études de faisabilité pour la construction de 8 EPR2 additionnels. Il annonce également le développement massif des énergies renouvelables : solaire (multiplication par 10 des puissances installées pour dépasser 100 GW), éolien en mer (viser 40 GW en service en 2050), éolien terrestre (puissance installée de 18,5 GW à fin 2021 sera doublée à l'horizon 2050) et l'hydraulique.
- **Le processus de révision de la SFEC (Stratégie Française Énergie Climat)** a commencé en octobre 2021. Une première concertation publique, qui a donné à EDF l'occasion de s'exprimer via un cahier d'acteur, s'est tenue de novembre 2021 à février 2022. L'objectif est de publier en 2024 les textes qui composent la stratégie française : SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone), PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, avec ses deux périodes : 2023-2028 et 2029-2033) et PNACC (Plan National d'Adaptation au Changement Climatique). Les services de Etat ont organisé - la séquence se poursuit encore en mars 2023 - des groupes de travail (pour la SNBC) et quelques 35 ateliers (pour la PPE) lors desquels EDF a exposé et continue d'exposer ses analyses et attentes. Une première version du scénario long terme qui sous-tend la SFEC a été publiée à l'été 2022 et fera l'objet d'une nouvelle version au printemps 2023. Ce scénario devra répondre à un certain nombre de contraintes ou d'hypothèses reconnues comme délicates pour atteindre la neutralité carbone en 2050 (quantité d'électricité à produire, disponibilité de bioénergie, rôle quantitatif de l'hydrogène et production d'énergie de synthèse, faisabilité et acceptabilité d'hypothèses relatives à la sobriété ou l'efficacité côté demande finale…).

  Une deuxième concertation, sur le mix énergétique, a été lancée en novembre 2022. Elle inclut notamment des débats en régions. Il est prévu de déposer mi-2023 le projet de loi de programmation énergie climat, pour une adoption de celle-ci avant la fin de l'année. Les décrets PPE et SNBC pourront alors être élaborés en 2024.
- **En accompagnement du processus SFEC,** le Gouvernement a pris, en fin d'année 2022, l'initiative de préparer deux projets de loi qui, sans modifier les objectifs de développement fixés par la SFEC, visent à faciliter et accélérer le déploiement de nouvelles installations renouvelables et nucléaires :
  - la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adoptée au Parlement le 7 février 2023, a notamment pour objectif l'allègement des contraintes pesant sur le développement des différentes EnR : hydraulique, éolien terrestre, éolien maritime, photovoltaïque ;
  - le projet de loi « relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes », sera examiné par le Parlement en 2023, visant :
    - d'une part, à faciliter la construction de nouveaux réacteurs en allégeant les règles relatives au permis de construire aux règles d'urbanisme, à la loi Littoral dès lors que les nouveaux réacteurs sont installés près d'une centrale existante sera contrôlée par l'État,
    - d'autre part, à faciliter la prolongation de la durée d'exploitation des installations nucléaires actuelles en simplifiant la procédure de réexamen périodique des réacteurs de plus de 35 ans et en remplaçant la mise à l'arrêt définitif de plein droit d'une installation nucléaire de base ayant cessé de fonctionner depuis plus de deux ans par une procédure faisant intervenir un décret de fermeture.
- **L'ARENH et le cadre de régulation du nucléaire existant :** la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat a fixé à 120 TWh le « plafond de l'ARENH », dans la limite duquel le Gouvernement a la faculté de fixer par arrêté le « volume global maximal d'électricité pouvant être cédé » par EDF aux fournisseurs alternatifs, et a introduit la possibilité d'un relèvement de son prix à 49,5 €/MWh après accord de la Commission européenne. Cependant, à ce stade, le Gouvernement a maintenu le « volume global maximal d'électricité pouvant être cédé » à 100 TWh pour 2023 et n'a, à notre connaissance, pas sollicité la Commission afin de pouvoir relever le prix de l'ARENH [(1)].
- **Les mesures d'urgence**
  - **Un fonds** a été mis en place pour aider les grandes entreprises particulièrement affectées par la crise des prix doté de 3 milliards d'euros. Les critères pour bénéficier de ces aides d'État à caractère exceptionnel sont encadrés par la décision communautaire liée aux mesures d'urgence Ukraine.
  - **Un « bouclier tarifaire »** : l'État a décidé pour 2023 de plafonner l'augmentation des TRVE à + 15 % TTC. Le manque à gagner correspondant est reconnu comme une charge de service public et fera l'objet d'une compensation pour l'entreprise pour ses ventes aux TRVE comme en offre de marché aux clients ayant droit aux TRVE.

(1) Voir le communiqué du Gouvernement du 27 octobre 2022.

- **Un « amortisseur » :** consistant en une réduction de la part fourniture des clients excédant un prix d'exercice appliquée à une fraction des volumes livrés, est mis en place au bénéfice des PME et collectivités territoriales non éligibles aux TRVE et, partant, au bouclier tarifaire mentionné au point précédent. Deux décrets successifs ont précisé le périmètre de la mesure en janvier 2023.

  Les mécanismes de compensation de ces mesures (bouclier tarifaire et amortisseur) sont évoqués dans le paragraphe ci-dessous « les charges et recettes de service public ».

- **Une « Contribution sur la rente infra-marginale de la production d'électricité »** : la loi de finances pour 2023 met en œuvre le règlement (UE) 2022/1854 du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie instituant une contribution, au-delà d'un plafond exprimé en prix MWh, sur les recettes des producteurs d'électricité réalisées à partir de certaines sources d'énergie primaire. Un décret précisant les modalités de déclaration et de paiement de la CRIM est en cours d'élaboration. Il est attendu avant la fin du premier trimestre 2023.

  EDF est concernée par cette mesure sur sa production : nucléaire (hors revenus tirés des volumes d'ARENH livrés aux concurrents pour l'approvisionnement de clients finaux ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes), hydraulique fil de l'eau et une partie des éclusées (la production hydraulique pilotable lac et éclusée de grande capacité est exclue du dispositif), thermique à flamme (hors charbon). Alors que le règlement ne couvre qu'une période expirant en juillet 2023, le dispositif français s'applique sur une période allant de juillet 2022 à décembre 2023. Sur la base de la méthode de calcul fixée par la loi et des prix de marché réalisés 2022 et prévisionnels 2023 et compte tenu des modalités de report, la taxe est estimée entre 0 et 5 milliards d'euros pour 2023. Les montants définitifs ne sont pas encore connus et sont notamment dans l'attente du futur décret.

  L'intention de la Commission européenne et des États membres est d'utiliser la ressource ainsi dégagée par redistribution aux consommateurs afin de découpler les prix finals de l'électricité des prix du gaz.

  Hors France, au UK, en Belgique et en Italie, des mécanismes de captation des rentes infra-marginales ont aussi été adoptés en 2022 (UK : 45 % au-delà de 75 £/MWh ; Belgique et Italie : 100 % au-delà de 180 €/MWh).

- **Les charges et recettes de service public**

  En France, les missions de service public sont assignées à EDF par la loi (notamment par les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie) qui prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions suivant une règle de compensation intégrale des charges via le budget général de l'État. Il peut toutefois exister un décalage des flux financiers d'une année sur l'autre car l'État peut accélérer ou différer la régularisation des montants versés à EDF quand les montants de charges constatés s'écartent dans un sens ou dans l'autre de la prévision.

  La CRE a délibéré, comme chaque année, le 15 juillet 2022, sur le montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2023. Elle a délibéré à nouveau, le 3 novembre 2022, dans le contexte de forte hausse des prix de marché, et estimé un montant à compenser négatif de - 31,6 milliards d'euros, hors dispositifs de gels tarifaires. Ainsi, pour la première fois, ces sommes devraient être reversées à l'État par EDF au titre des missions de service public exercées par l'entreprise. Toutefois, compte tenu de la baisse significative des prix de l'électricité constatée depuis fin décembre 2022 (Cal23 à 270 €/MWh à rapprocher des 517 €/MWh retenus par la CRE dans sa délibération du 3 novembre 2022), les charges à compenser de 2023 d'EDF vers l'État sont désormais estimées par EDF à hauteur de -14,8 milliards d'euros. Ces variations de prix de marché peuvent encore être très importantes en 2023.

  Par ailleurs, les charges liées aux mesures d'urgence appliquées en 2023 (boucliers tarifaires, amortisseurs) n'ont pas encore pu être évaluées par la CRE dans ses dernières délibérations, puisque le principe de leur compensation n'a été introduit que le 30 décembre 2022, par la loi de finances 2023. Début février, EDF estime le montant de cette compensation (flux de l'État vers EDF) à environ 18 milliards d'euros. La CRE fournira une évaluation définitive de ce montant en mai 2023.

  Il résulte de ces différents montants une estimation par EDF d'un flux net de compensation entre EDF et l'État dont l'ordre de grandeur à date est environ 3 milliards d'euros.

  La loi de finances pour 2023 comporte une disposition dérogatoire qui autorise la CRE à réévaluer, en cours d'année 2023, le montant de l'ensemble des compensations. La CRE a confirmé son intention de procéder à cette réévaluation en juillet 2023. Cette réévaluation devra permettre le calage précis du flux net entre EDF et l'État pour l'année 2023. Les dispositions définitives quant à un mécanisme éventuel de neutralisation des différents flux de compensation d'ici à cette évaluation précise ne sont pas encore établies.

Le contexte européen est aussi dimensionnant pour ce risque :

- **Le Paquet Fit for 55,** publié par la Commission européenne le 14 juillet 2021 constitue l'un des dispositifs phare de la nouvelle Commission européenne. Il comporte en particulier un rehaussement de tous les objectifs pour parvenir à - 55 % net de GES en 2030 par rapport à 1990 et à la neutralité carbone en 2050. Les orientations principales portent sur :
  - la révision du système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO_2 (EU-ETS) au sein de l'UE, y compris son extension à d'autres secteurs ;
  - différentes propositions législatives (efficacité énergétique, énergies renouvelables, taxation de l'énergie), incluant des propositions visant à encadrer le développement de l'hydrogène (avec une définition de l'hydrogène électrolytique bas carbone compatible avec le mix électrique français) ;
  - la révision des Lignes directrices pour les aides d'État en matière d'énergie et d'environnement (LDAEE) adoptées le 21 décembre 2021, applicables à compter de janvier 2022. Elles constituent un cadre structurant pour les investissements futurs du groupe EDF.
- **Le cadre juridique relatif à la taxonomie européenne pour la Finance durable.** Le règlement délégué modificatif (UE) 2022/1214 intégrant à la taxonomie les activités nucléaires et gazières a été adopté le 9 mars 2022 et entrera en vigueur à partir de 2023. Un recours de la République d'Autriche a été introduit le 7 octobre 2022 (publié au JOUE le 23 janvier 2023) à l'encontre de l'acte délégué de la Commission intégrant certaines activités nucléaires et gazières dans la taxonomie.
- **En réponse à la crise énergétique, la Commission européenne a publié le 18 mai 2022 le plan Repower-EU** visant à accroître l'indépendance de l'Europe aux combustibles fossiles russes, accélérer la transition et renforcer la résilience du système énergétique européen. Il définit une série de mesures visant à renforcer les ambitions de plusieurs législations, notamment celles portant sur l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et le développement de l'hydrogène.
- **La Commission européenne a ouvert une consultation sur l'évolution du *market design*** (consultation ouverte du 24 janvier au 13 février 2023). La commission souhaite présenter un texte législatif au Conseil européen des 23 et 24 mars.

b) Risques principaux

- **Risques généraux liés au dispositif ARENH existant**

  Indépendamment de la situation exceptionnelle liée aux annonces du 13 janvier 2022, tant que le dispositif ARENH existe, il expose EDF aux risques suivants :
  - le cadre général du dispositif ARENH, du fait de son caractère optionnel gratuit, donne aux fournisseurs des opportunités d'arbitrage entre le prix ARENH et les prix de marchés, au détriment d'EDF. Il expose EDF à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques sur les marchés de l'énergie. EDF est ainsi fortement exposée aux baisses de prix de marché de gros de l'électricité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe en dessous du prix ARENH (actuellement 42 €/MWh) pour l'année de livraison considérée. À l'inverse, l'impact positif des hausses de prix de marché de gros de l'électricité est limité lorsque leur niveau total (énergie + capacité) se situe au-dessus du prix ARENH ;
  - au-delà, il existe un risque d'augmentation du volume d'ARENH sans que cette augmentation se traduise mécaniquement par une évolution suffisante du prix ;
  - la mise en œuvre du dispositif a fait l'objet de contentieux décrits en note 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Certains de ces contentieux, relatifs à l'application de la force majeure dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, sont une illustration de l'arbitrage effectué par certains fournisseurs alternatifs lorsque les prix de marché deviennent inférieurs au prix de l'ARENH, en suspendant l'exécution du contrat ARENH les liant à EDF pour bénéficier d'un approvisionnement moins onéreux sur les marchés ;
  - s'ajoute le risque résultant des pratiques des fournisseurs dits « intermittents » qui agissent pour réduire leur portefeuille avant l'entrée de l'hiver (certains proposant à leurs clients de revenir au printemps) pour revendre sur les marchés les volumes d'ARENH rendus ainsi disponibles.

- **Risque d'une réforme de l'architecture de marché ne répondant pas aux enjeux de l'entreprise**
  - › La négociation entre l'État français et la Commission européenne sur un cadre futur de régulation a été mise à l'arrêt ;
  - › Les risques principaux pour l'entreprise dans le futur seraient :
    - – de ne pas disposer des ressources nécessaires à la mise en œuvre d'un programme industriel d'investissements indispensable à la réussite de la transition énergétique,
    - – que les pouvoirs publics s'en remettent systématiquement à des mesures de régulation ou des mesures décidées dans l'urgence ne répondant pas à cet objectif, et qu'EDF ne soit pas dans les meilleures dispositions pour valoriser sa production au juste prix librement négocié avec ses clients et de ne pas pouvoir pleinement exercer sa stratégie industrielle.
- **Risques de dérive de la contribution sur les revenus infra-marginaux des producteurs d'électricité**

  Le montant de la contribution est estimé pour EDF en 2023 entre 0 et 5 milliards d'euros (voir contexte ci-dessus) :
  - › du fait des incertitudes entourant son calcul, ce montant pourrait être réévalué ;
  - › le montant de la contribution est limité en 2023 en raison de l'intégration dans son calcul de la période juillet-décembre 2022 sur laquelle EDF constate un « déficit » dont le report est possible en 2023. Si ce report venait à être contesté, EDF serait alors exposée à une taxe très élevée ;
  - › enfin, il existe un risque que le dispositif soit prolongé en 2024.
- **Risques liés à la compensation des charges de service public**
  - › Les mécanismes décrits dans le contexte ci-dessus peuvent être résumés ainsi : d'une part, le bouclier tarifaire 2023, qui protège les consommateurs en limitant la hausse des tarifs à 15 %, et les autres amortisseurs, devraient se traduire par une compensation de l'État vers EDF, dont le montant n'est pas encore défini, mais évalué par EDF à 18 milliards d'euros. D'autre part, la compensation des charges énergie fera en 2023 l'objet d'une compensation d'EDF vers l'État, dont l'évaluation définitive n'est pas encore définie, mais estimée par EDF à environ 14,8 milliards d'euros :
    - – ces chiffres ne sont pas consolidés et font l'objet d'incertitudes élevées dans un contexte de marché très volatil,
    - – les dispositions précises de compensation (date de mise en œuvre, mécanisme de neutralisation des flux…) sont eux-mêmes incertains et non validés,
    - – ces incertitudes font courir pour EDF un risque de décaissement (risque qu'EDF effectue des versements trop élevés en 2023 qui ne seront régularisés qu'en 2024) ;
  - › Plus largement, les textes prévoient qu'EDF soit intégralement compensée des charges de service public qu'elle supporte. Cela étant, il ne peut être complètement exclu que les termes de cette compensation soit remis en cause et que l'attribution d'une nouvelle obligation de service public à EDF ne soit pas comprise dans cette compensation.
- **Autres risques sur les prix et tarifs**
  - › TURPE : les délibérations de la CRE en janvier 2021 ont officialisé la mise en œuvre du TURPE 6 HTB et du TURPE 6 HTA/BT à compter du 1er août 2021. Le risque porte sur le caractère suffisant du niveau de rémunération des gestionnaires de réseaux pour leur permettre d'accomplir les missions, par définition évolutives, qui leur sont confiées au-delà de la période tarifaire couverte par TURPE 6 ;
  - › Prix du CO_2 : la révision du système d'échange de quotas d'émissions de CO_2 pourrait conduire à de nombreuses incertitudes et induire un risque sur le niveau et la prévisibilité des prix ;
  - › Fourniture de secours : le risque est de ne pas pouvoir amortir les coûts exposés pour secourir les clients alors que ces derniers peuvent quitter le portefeuille d'EDF à tout moment, moyennant un préavis pour les entreprises. Ce risque existe tant dans le cadre du dispositif transitoire que du dispositif pérenne de la fourniture de secours ;
  - › Couverture des coûts des retours de clients aux TRVE : du fait de la crise des prix, de la disparition de certains fournisseurs et du renchérissement des offres de marchés, un nombre considérable et imprévu de clients éligibles ont demandé en 2022 à souscrire des contrats aux TRVE. Cette tendance pourrait se poursuivre en 2023. Il en résulte des charges imprévues pour leur approvisionnement dont il est souhaitable que la couverture soit organisée en 2023.
- **Risques relatifs au mix énergétique**
  - › Des décisions d'arrêt prématuré d'actifs de production, ne résultant pas d'un choix industriel, mais d'une décision de politique énergétique ou d'une décision de justice peuvent intervenir. Les éventuelles décisions de politique énergétique devraient entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015. Le risque pour EDF est que le montant de l'indemnité ne soit pas à hauteur du préjudice ;
  - › Risque d'absence ou de retard de la décision formelle de l'État de lancer un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 voire SMR dans la perspective notamment de la loi de programmation énergétique.
- **Risques relatifs à la LPEC (loi de programmation Énergie Climat)**

  Le cadrage d'ensemble proposé par l'État lors des échanges préparatoires, tel qu'il apparaît au cours de douze premiers mois de travail, partage de façon satisfaisante les orientations stratégiques d'EDF (priorité à la décarbonation, via avant tout l'électrification, révision à la hausse de la trajectoire de production nucléaire en complémentarité avec le développement des ENR, conformément à la stratégie annoncée par le Président de la République à Belfort le 10 février 2022, etc.). Dans ce contexte, les risques sont les suivants :
  - › risque de retard ou de réduction des ambitions de la LPEC visant à décarboner tous les pans de la société, d'une manière efficace et juste d'un point de vue économique et climatique, notamment pour ce qui concerne la décarbonation des bâtiments par l'électrification du chauffage via l'installation de pompes à chaleur ;
  - › risque que les trajectoires respectives de développement de nouveaux moyens de production (éolien *onshore* et *offshore*, PV, hydraulique, nucléaire) ne soient pas suffisamment cohérentes les unes par rapport aux autres, pour assurer un mix électrique le plus efficace possible au regard du système électrique ;
  - › risque que le rôle confié à l'hydrogène dans le mix énergétique de long terme ne soit pas suffisamment clarifié, de même que la stratégie et le cadre réglementaire et régulatoire pour la production d'hydrogène bas carbone, à élaborer en coordination avec nos partenaires européens ;
  - › risque que la stratégie sur la technologie CCS, qui n'est pas encore mature, ne soit pas suffisamment précisée.
- **Risques associés au contexte européen**
  - › Risques de difficultés ou de retards de validation par la Commission européenne du cadre relatif au programme NNF ;
  - › Risque associé à la conception d'une réforme du marché intérieur de l'électricité (*market design*) qui ne soit pas favorable aux intérêts du Groupe ;
  - › Des mesures additionnelles d'urgence en réponse à une prolongation de la crise énergétique ne sont pas à exclure de la part de la Commission européenne, avec des potentielles conséquences pour le Groupe ;
  - › Des propositions visant à accélérer les procédures de *permitting* pour le développement des énergies renouvelables sont en cours de discussion dans le cadre de Repower EU et de la révision de la directive RED II. Toutefois, des risques de frein à l'accélération du développement des renouvelables persistent ;
  - › Sur l'hydrogène électrolytique, des risques demeurent quant au cadre réglementaire européen et à la stratégie française sur la méthode de calcul des émissions associées à l'hydrogène produit à partir d'électricité du réseau ;
  - › taxonomie : l'acte délégué complémentaire inclut le nucléaire comme énergie de transition. Un risque subsiste quant à l'interprétation des critères techniques d'alignement pour leur mise en œuvre à compter du 1er janvier 2023 et au recours en annulation introduit par l'Autriche et le Luxembourg ;
  - › Risque d'introduction d'un cap sur l'utilisation de la biomasse ligneuse et d'une définition qui l'exclurait des énergies renouvelables (révision de la directive renouvelable). Cela aurait un impact significatif sur les activités de Dalkia ;
  - › Risque d'introduction de dispositions techniques excluant la possibilité de décarborner les mix électriques dans les régions ultra périphériques avec des centrales électriques fonctionnant avec des bioliquides.

c) Actions de maîtrise

- Les actions de maîtrise sont limitées pour ces risques qui proviennent de décisions externes à l'entreprise. Néanmoins, les actions de maîtrise comportent les éléments suivants :
  - veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
  - analyse des conséquences potentielles des textes publiés ou encore en préparation, afin d'identifier l'impact sur le Groupe concernant notamment l'ARENH, le bouclier tarifaire, l'amortisseur, la taxe sur les revenus infra-marginaux de la production, voir notamment le plan d'action de renforcement de la structure bilancielle du Groupe ;
  - dialogue et argumentation auprès des pouvoirs publics (notamment France et Europe) pour partager sur l'ensemble des impacts potentiels des textes en préparation, directs et indirects, concernant EDF, mais aussi les incidences pour le Groupe des politiques publiques ;
  - contribution aux consultations publiques sur les textes pertinents en préparation, au niveau national et au niveau européen ;
  - participation d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) ;
  - participation d'EDF aux associations d'industriels et *think tanks* en France et au niveau européen ;
  - mise en place de dispositifs opérationnels de mise en conformité avec les textes à enjeu ou impact significatif identifié pour EDF ou le Groupe ;
  - politiques de contrôle des risques marchés de l'énergie et des risques financiers.
- Sur les charges de service public de l'énergie : dialogue fréquent avec la DGEC, l'APE et la Direction du Budget afin d'accompagner l'examen parlementaire de la loi de finances pour 2023 (en particulier concernant le montant des crédits du programme « Service public de l'énergie ») et défendre une compensation des charges en 2023 qui soit au plus près des charges effectivement constatées (y compris celles relatives aux gels tarifaires) en étant la plus complète et à jour possible.
- EDF maintient un dialogue régulier avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie afin de sécuriser la mise en œuvre du mécanisme de compensation. EDF est en particulier vigilants aux risques de décaissement, et travaille à sécuriser le paiement par l'État en fin d'année et d'éviter les arbitrages interannuels de l'État.

1B : Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques

Résumé : Le Groupe exerce ses activités de production hydraulique, principalement en France, dans le cadre de contrats de concessions ou d'autorisations. Le Groupe n'est donc pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite. En France, l'évolution du cadre législatif et réglementaire, notamment pour le renouvellement des concessions (régime des installations de puissance supérieure à 4,5 MW), l'évolution des conditions économiques des cahiers des charges des concessions et les conditions de mises en œuvre des procédures de publicité et de mise en concurrence pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

En France, les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques sont précisés à la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique ». Au 31 décembre 2022, l'État n'avait pas renouvelé 31 titres de concession échus correspondant à une puissance installée de plus de 3 260 MW. Sur le sujet du renouvellement des concessions, les discussions ont été entamées entre l'État et la Commission européenne (CE) sur la résolution de deux mises en demeure datées du 22 octobre 2015 et du 7 mars 2019.

Le groupe EDF pourrait ne pas obtenir le renouvellement en sa faveur de chacune de ses concessions ou l'obtenir dans des conditions économiques moins favorables. Par ailleurs, l'indemnisation qui devrait être versée notamment par l'État, en cas de résiliation anticipée de l'exploitation d'une concession, pourrait ne pas permettre une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe. La réglementation future ou les discussions avec la CE pourraient également évoluer dans un sens préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Dans les autres pays, en fonction du contexte local, et principalement en Italie, les concessions pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en la faveur du Groupe, avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

EDF agit en concessionnaire responsable par le dialogue et la co-construction avec l'ensemble de ses parties prenantes, principalement sur la gestion de l'eau et un soutien au développement économique local aux territoires.

La concertation est menée au quotidien par un travail collaboratif étroit avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés et un dialogue de proximité avec les riverains des ouvrages.

En France, l'ancrage économique dans les territoires passe par une démarche de maximisation des retombées économiques locales en réalisant près de 67 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité (référencement dans les panels fournisseurs de plus de 1980 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique).

1C : Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité

Résumé : Enedis exerce ses activités de distribution dans le cadre de concessions de service public et n'est pas propriétaire de la plupart des actifs qu'elle exploite. L'évolution du cadre légal ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Contexte

En France, il résulte de la loi qu'Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) disposent, dans leurs zones de desserte respectives (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) de droits exclusifs pour assurer la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité. De même, là encore au titre des droits exclusifs qui leur sont accordés par la loi, EDF et les ELD exercent dans leurs zones de desserte respectives la mission de fourniture aux tarifs réglementés.

Dans la mesure où la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE) est confiée par la loi aux collectivités locales (communes ou EPCI) et où ces AODE sont, sauf pour les postes sources, propriétaires des actifs constituant le réseau public de distribution d'électricité, la loi prévoit qu'Enedis conclue avec ces dernières des contrats de concession dont la durée va généralement de 25 à 30 ans.

Ainsi, Enedis assure ses missions de service public (entretien, renouvellement et développement du réseau, comptage, raccordements, etc.) aussi bien au titre de la loi (le Code de l'énergie désigne en effet les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et précise les missions qui leur sont confiées) qu'au titre de ces contrats de concession. Ces derniers ont par ailleurs pour objet, là encore en application de la loi, la fourniture aux TRVE ; ils sont donc tripartites (ils lient l'AODE, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés).

b) Risques principaux

En raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres opérateurs. L'actuel processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des AODE est fondé sur un modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), France Urbaine, Enedis et EDF.

Même si deux décisions du Conseil d'État de juillet et septembre 2020 sont venues confirmer la compatibilité des droits exclusifs accordés à Enedis et à EDF avec, d'une part, le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales, le Groupe ne peut exclure la modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice défavorable.

c) Actions de maîtrise

- Vigilance dans le suivi des textes, qu'ils soient européens ou nationaux, et qu'ils soient ou non sectoriels.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de remettre en cause le modèle de la distribution publique d'électricité (remise en cause des droits exclusifs accordés aux Gestionnaires de Réseau de Distribution et de la péréquation tarifaire notamment).

1D : Atteinte à l'éthique ou à la conformité

Résumé : Des risques de pratiques prohibées et contraires à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers, pourraient exposer le groupe EDF à des non-conformités à des réglementations, voire à des violations de droits humains ou de libertés fondamentales.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des atteintes à ses engagements éthiques ou à des non-conformités pouvant porter atteinte à la réputation ou conduire à des sanctions civiles ou pénales et affecter la performance financière du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, treize programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains ».

1E : Risque lié aux contentieux

Résumé : Des procédures ou contentieux pourraient avoir un impact significatif sur le plan financier ou sur la réputation du Groupe.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Le groupe EDF est, dans le cadre de ses activités courantes, impliqué dans des litiges dont l'évolution ou l'issue pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats ou la situation financière d'EDF.

En particulier, du fait de sa position sur certains marchés, le groupe EDF fait l'objet, en France, de procédures initiées par ses concurrents ou par des autorités administratives. Les réclamations formulées à l'encontre d'EDF peuvent être significatives et pourraient conduire au paiement d'une indemnité ou d'une amende voire au prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités. Par exemple, dans le cadre des procédures devant les autorités de la concurrence en France ou la Commission européenne, le montant des amendes peut s'élever jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires consolidé de la société concernée (ou du groupe auquel elle appartient, selon le cas). Le groupe EDF peut également être engagé dans des procédures contentieuses relatives à des litiges commerciaux ou fiscaux aux enjeux significatifs dont le résultat est par nature imprévisible.

b) Actions de maîtrise

Le groupe EDF estime respecter d'une manière générale et dans tous les pays où il poursuit ses activités, l'ensemble de la réglementation spécifique en vigueur, et notamment celle relative aux conditions d'exercice de ses activités nucléaires. Toutefois, il ne peut préjuger sur ce point de l'appréciation des autorités de contrôle et des autorités administratives ou judiciaires qui sont saisies. Ces risques font l'objet d'une vigilance particulière et de la mise en œuvre de politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité…). Une procédure de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe sur les litiges significatifs avérés ou potentiels ou autres contentieux est en place.

Les principales procédures dans lesquelles le groupe EDF est impliqué sont décrites dans la note 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et à la section 7.1.5 « Litiges ».

2.2.2 Risques financiers et de marché

Le groupe EDF, par ses activités variées, est exposé à de nombreux risques financiers et de marché. Cette section décrit ces différents risques en abordant les risques de taux d'intérêt, les risques de marchés financiers, les risques marchés énergies, les risques de change, de contrepartie et de liquidité. Tous ces risques pourraient affecter la capacité du Groupe à financer ses investissements. Les risques financiers et de marché sont également développés dans le rapport d'activité (voir la section 5.1.6) et l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

2A : Risque marchés énergies

Résumé : Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités, dont les niveaux affectent sa situation financière.

En particulier, la très grande volatilité des marchés énergies positionnés à un niveau très élevé depuis fin 2021, l'incertitude sur le niveau de la production nucléaire française du Groupe, les possibles relèvements du plafond ARENH (voir risque 1A) par l'État et la mise en place d'un dispositif dit de « captation de la rente inframarginale » font peser de très fortes incertitudes sur l'exposition nette du Groupe et représentent un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ●●● **Forte**

2

a) Contexte

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production, de distribution et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture » pour des informations sur les évolutions récentes de ces prix). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraîne une baisse des prix de l'électricité.

Les prix de gros de ces différentes commodités fluctuent au gré de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial (pour le pétrole, le charbon et le gaz) ou au niveau européen et national (pour l'électricité). Ces marchés peuvent connaître des fluctuations de prix importantes et imprévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité. À titre d'exemple, le conflit ukrainien fait peser des risques significatifs sur l'approvisionnement en gaz au niveau européen, et par voie de conséquence sur le prix du gaz échangé sur les différentes places de marché européennes.

b) Risques principaux

Ces expositions peuvent affecter ainsi le résultat et l'ensemble des indicateurs financiers du Groupe.

En France, le degré d'exposition aux prix de marché de l'électricité dépend notamment du niveau de ventes dans le cadre du dispositif ARENH actuellement applicable jusqu'à fin 2025, lui-même dépendant du niveau des prix de marché et de possibles évolutions régulatoires. Les risques liés aux évolutions possibles du dispositif ARENH sont décrits au risque 1A « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH ».

Le gouvernement a annoncé, le 13 janvier 2022, et précisé par le décret du 11 mars 2022, qu'EDF devrait vendre 20 TWh d'ARENH supplémentaires à ses concurrents sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh.

Le contexte de prix très élevés et de marchés très volatils, combiné à une baisse importante de la production nucléaire pour 2022 et 2023 (voir ci-après risque 5A – «Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires») et aux décisions gouvernementales décrites ci-dessus concernant le mécanisme ARENH et le mécanisme de captation de la rente inframarginale représentent un risque majeur en termes d'impact financier pour le Groupe.

Dans ces conditions, les actions du Groupe sur les marchés l'exposent à des besoins de liquidité importants pour faire face aux appels de marges ainsi qu'à des risques de contreparties accrus en cas de défaillance de ses partenaires commerciaux.

Enfin, le Groupe est exposé à de nombreuses demandes d'informations en application du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie [(1)].

c) Actions de maîtrise

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers une politique spécifique de risques marchés énergies, qui vise essentiellement à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches (voir section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » pour des informations plus détaillées sur les principes et organisations associés). Cette politique permet ainsi de lisser l'impact des variations de prix mais ne peut permettre de l'annuler. Le Groupe reste soumis aux aléas affectant sa production ou la consommation de ses clients et aux tendances structurelles de mouvement à la hausse ou à la baisse des marchés des commodités (voir note 18.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022).

Le niveau de couverture recherché par le Groupe nécessite de trouver le bon équilibre entre réduction des aléas liés aux variations de prix et ceux liés aux variations du volume du portefeuille d'EDF.

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie.

2B : Risque marchés financiers

Résumé : Du fait de ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers notamment à un risque sur les actifs détenus sous forme d'actions.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

Risques principaux

Le Groupe est exposé à un risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions et aux risques de taux et de change.

La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2022 s'élève à 11 697 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établit au 31 décembre 2022 à 17,04 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 10,93 % à fin 2021. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 993 millions d'euros.

(1) Règlement UE n° 1227/2011, voir section 3.3.2.2.4 « Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT) ».

À fin décembre 2022, la sensibilité des obligations cotées (11 089 millions d'euros) s'établissait à 4,9, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 538 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2021.

2C : Risque taux d'intérêt

Résumé : Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risque de baisse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient affecter l'endettement économique du Groupe, du fait de l'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers ainsi que des passifs actualisés du Groupe. Les taux d'actualisation des engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022) et les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022) sont en effet liés directement ou indirectement aux taux d'intérêt aux différents horizons de temps.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation pourrait, en outre, être amené à baisser au cours des prochaines années compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années. L'importance de cette baisse, le cas échéant, sera dépendante de l'évolution future des taux, principalement des taux souverains à 20 ans.

L'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007, décrit de nouvelles dispositions concernant le plafond réglementaire du taux d'actualisation. Celui-ci est désormais exprimé en valeur réelle égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière du taux d'intérêt réel à long terme retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (UFR) applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023.

Par ailleurs, une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de *cash-flow* et l'endettement financier net du Groupe.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment en fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai maximum pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

À cet égard, le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires a modifié le cadre réglementaire de l'obligation de dotation :

- suppression de l'obligation qui existait précédemment dans certaines conditions, de dotation aux actifs dédiés lorsque le taux de couverture est supérieur à 100 % ;
- relèvement du seuil à 120 % (contre 110 % auparavant) au-delà duquel des retraits aux actifs dédiés sont possibles ;
- passage à 5 ans (au lieu de 3 ans précédemment) du délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative.

Compte tenu de l'évolution du cadre réglementaire, aucune dotation complémentaire n'est attendue au titre de l'année 2022, le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés étant supérieur à 100 %.

Par ailleurs, une hausse des anticipations des taux d'inflation, à taux d'intérêt donné, se traduirait par une baisse des taux d'intérêt réels qui aurait des effets similaires à ceux d'une baisse des taux d'intérêt sur les passifs actualisés du Groupe, compte tenu du fait que les charges futures prises en compte dans ces passifs sont considérées comme indexées sur les taux d'inflation.

b) Risque de hausse des taux d'intérêt

Risques principaux

Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales, voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus du fait du risque relatif à l'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Les titres financiers et les produits dérivés détenus par le Groupe, ainsi que les dettes émises, peuvent payer ou recevoir des coupons directement indexés sur les taux d'intérêt variables.

Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait un effet d'environ – 160 millions d'euros sur le résultat avant impôt, du fait de l'augmentation des coupons liés aux dettes émises par le Groupe à taux variables ou variabilisées, compensée par l'augmentation des produits de trésorerie du Groupe.

Par ailleurs, ces impacts défavorables liés à une hausse des taux seraient en principe plus que compensés par les impacts favorables liés à une hausse des taux d'intérêt en lien avec les engagements de long terme (voir le point précédent).

2D : Risque d'accès à la liquidité

Résumé : Le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. Toute dégradation de la notation financière d'EDF [(1)] pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Au 31 décembre 2022, l'endettement financier net du Groupe est de 64,5 milliards d'euros.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Contexte

L'année 2022 a été marquée par la volatilité des marchés de l'énergie qui s'est traduite en particulier par des appels de marge et des collatéraux importants dans l'activité de *trading*. Dans ce contexte, la capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation.

Pour faire face aux besoins de liquidité, le Groupe a recours à des émissions sur le marché obligataire et monétaire et à des emprunts, collatéralisés ou non, auprès des banques.

(1) À la date du présent Document d'enregistrement universel, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB assortie d'une perspective stable (*S&P Global Ratings*) ; Baa1 assortie d'une perspective négative (Moody's) ; BBB+ assortie d'une perspective stable (*Fitch Ratings*).

Le Groupe a ainsi lancé, le 5 octobre 2022, une émission d'obligations senior en euros en 3 tranches pour un montant total de 3 milliards d'euros, dont une obligation verte pour 1,25 milliard d'euros d'une maturité de 12 ans. Le 30 novembre 2022, EDF a réalisé une émission d'obligations hybrides en euros pour un montant de 1 milliard d'euros.

Le Groupe a conclu :

- le 15 mars 2022, des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 10,3 milliards d'euros auprès de 11 banques ;
- le 25 mars et le 29 avril 2022, deux prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 2 milliards d'euros ;
- le 7 octobre 2022, un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros de maturité 3 ans dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France ;
- en novembre 2022, des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 2,1 milliards d'euros auprès de 6 banques dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France.

Enfin, le 5 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital d'un montant de 3,1 milliards d'euros complétée d'une augmentation de capital réservée aux salariés d'un montant de 0,1 milliard d'euros.

b) Principaux risques

Toute dégradation de la notation financière d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer. Ce risque est accru en cas de retard de réalisation de l'Offre publique d'achat simplifiée.

Les nouvelles attributions de volumes ARENH, l'arrêt de centrales nucléaires sur le parc français et la volatilité des marchés électriques, en particulier les appels de marge des activités de *trading,* mettent la notation du Groupe sous pression et accentuent les besoins de liquidité court terme. Ces perspectives financières plus incertaines pourraient conduire à une dégradation supplémentaire des notations court terme et long terme par les agences de notation et avoir des impacts sur la capacité d'accès à la liquidité et sur son coût. EDF a été placé sous surveillance, le 25 mai 2022, par S&P. Le *rating* a été confirmé le 14 décembre 2022 avec une perspective stable. De même, Fitch a confirmé le *rating* d'EDF, le 6 septembre 2022, avec une perspective stable (section 5.1.6.1.2 « Notation financière »).

Ce risque, déjà en augmentation l'année précédente s'est encore accru, en cours d'année 2022 en particulier à cause de la très grande volatilité des prix de l'énergie, des importants appels de marge et de l'indisponibilité des centrales nucléaires.

L'année 2022 a, en conséquence, été marquée par une forte sollicitation des institutions financières afin de faire face aux besoins exceptionnels de liquidité du Groupe. Ceci pourrait ne pas être reproductible en 2023, les banques ayant atteint une certaine saturation de leur risque EDF.

c) Actions de maîtrise

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- EDF n'a pas émis sur le marché du dollar depuis 2018, du yen depuis 2017 et de la livre sterling depuis 2014 ce qui lui permettra de diversifier les devises de financement ;
- EDF a publié, le 12 juillet 2022, un cadre de financement vert [1] lui permettant d'augmenter substantiellement ses émissions vertes qui font l'objet d'une demande soutenue des investisseurs ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché, la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe. Le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). Pour EDF, les plafonds ont été augmentés de 6 à 10 milliards d'euros pour le programme NeuCP et s'élève à 10 milliards de dollars américains pour les US CP ;
- la mise en pension de titres issus du portefeuille de la trésorerie auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

2

2E : Risque de contrepartie

Résumé : Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risques principaux

La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles).

La fin des mesures de soutien prises pendant la crise Covid peut induire des risques de défaillance de certaines contreparties du Groupe. À ce jour, il n'est pas identifié de défaut significatif sur les contreparties du Groupe. Le Groupe reste vigilant sur les contreparties industrielles qui pourraient être fragilisées dans un contexte de situation économique dégradée et de crise énergétique liée au conflit ukrainien. Par ailleurs, le Groupe fait un suivi très rapproché des activités de sa filiale d'EDF Trading dans un contexte de prix de l'énergie très volatils.

b) Actions de maîtrise

Ce risque peut être couvert par le recours à des appels de marges pour certaines activités.

Par ailleurs, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe.

À fin septembre 2022, les expositions du Groupe sont à 88 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs ; les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

(1) https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable.

2F : Risque de taux de change

Résumé : Du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et la rentabilité des projets.

Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et le revenu du Groupe.

b) Actions de maîtrise

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises. Le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif. Les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque. Les ratios de couverture varient selon la devise. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises. De manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

2.2.3 Transformation du Groupe et risques stratégiques

3A - Capacité de transformation face aux ruptures

Résumé : La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe pourraient ne pas être mises en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Contexte

- Évolution de la trajectoire de décarbonation dans le secteur de l'énergie, émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs ;
- Évolution et volatilité des prix d'énergies et des matières premières ;
- Évolution du contexte concurrentiel à l'international, en fonction des situations concurrentielles. Le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position par rapport aux concurrents, régulation, etc.) et à de nouvelles attentes des clients ;
- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe ayant un impact significatif sur les activités du groupe (SFEC et CRIM) ;
- Décision de l'État de procéder à une Offre publique d'achat simplifiée ;
- Tensions géopolitiques ;
- Impact du changement climatique sur nos activités.

Dans ce contexte de crises multiples (sécurité d'approvisionnement, inflation, tensions géopolitiques…), la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie (nucléaire, ENR…), fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international et les règles du jeu évoluent (captation taxe infra-journalière).

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas réussir à implémenter la stratégie du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face à ces ruptures soient insuffisantes ou que le modèle du Groupe soit remis en cause. Ce risque peut être accru par un délai supplémentaire de réalisation de l'Offre publique d'achat simplifiée. Les conséquences potentielles de ce risque se mesurent en termes :
  - de rentabilité (si imposition de réglementation défavorable à l'instar de l'ARENH) dans le modèle d'activité,
  - de pertes de parts de marché, de non atteinte des objectifs de décarbonation, de ne pas gagner les parts de marché escomptées ou encore de diminution de marges,
  - de dégradation de l'intégration amont/aval, ce qui pourrait amener une moindre capacité à faire face à la saisonnalisation de l'activité, aux aléas physiques et de marché, et conduire à une perte de marge brute,
  - de diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré, ce qui pourrait réduire la capacité du Groupe à répondre à la diversité des attentes de ses clients et de ses parties prenantes, et à réduire l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone,
  - de diminution de la capacité à saisir des opportunités nouvelles (mobilité, hydrogène…) et de perdre la position de leader du Groupe dans le domaine énergétique ;

- les coûts du nucléaire et leur évolution (projets nouveau nucléaire, « Grand Carénage », etc.) ainsi que la capacité du Groupe à les financer pourraient contraindre le Groupe à reconsidérer le rythme de déploiement de sa stratégie ;
- même en cas de transformation bien engagée et de dispositifs contractuels adéquats, le Groupe ne peut pas assurer que ses différents projets portant sur ses solutions bas carbone pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes. Il ne peut assurer qu'ils répondront dans la durée aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes avec la rentabilité escomptée au départ. Tout cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation ;
- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante en raison d'un climat social dégradé du fait même des changements liés aux adaptations ou transformations en cours, internes ou externes.

c) Actions de maîtrise

Les actions qui suivent s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et ses engagements RSE, en réponse aux besoins de ses clients et ses parties prenantes :

- poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture et services, notamment d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages, production d'électricité bas carbone, solutions de stockage, projets hydrogène bas carbone, solutions de flexibilité, dans une logique de développement durable et de proximité avec les clients et les territoires. Ce développement concerne la France, les pays « cœur » en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et les autres pays où le Groupe est présent, conformément à la stratégie CAP 2030. Cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ;
- en particulier le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique, le Plan Mobilité électrique, le plan Excell, constituent des leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément des moyens de production déjà largement existants au sein du Groupe notamment éoliens, solaires, hydrauliques et nucléaires (voir la section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ») ;
- mise en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions (voir section 1.2.3 « Faits marquants de l'année ») ;
- actions de mobilisation des collectifs de travail au travers de projets de transformation, incluant notamment le projet « travailler autrement, manager autrement » au sein d'EDF.

3B - Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition

Résumé : Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe. De plus, l'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe.

Criticité : ●● Intermédiaire

Selon le découpage proposé par la TCFD (*Task Force for Climate Financial Disclosures*), à laquelle EDF se conforme (voir section 3.1.3.2.1 « Le groupe EDF et la TCFD »), les risques liés au changement climatiques sont structurés en deux parties : les risques de non-adaptation aux effets physiques du changement climatique (dits « risques physiques »), et les risques induits par la transition vers une économie bas carbone (dits « risques de transition »).

a) Principaux risques physiques

Les installations du groupe EDF sont étroitement liées aux ressources en eau, vent et ensoleillement. La fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience des installations de production et des infrastructures de réseaux aux évolutions climatiques, qu'il s'agisse des effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'événements climatiques extrêmes.

Les risques extrêmes peuvent potentiellement affecter la sûreté, la sécurité des installations et des infrastructures de réseau ou la production. Les risques chroniques peuvent potentiellement avoir des conséquences sur la production, l'environnement, les capacités de réseau. Ces conséquences peuvent aussi induire des risques liés à la ressource en eau (conflits de ressources).

Du fait de cette sensibilité au climat, et en tenant compte des nombreuses incertitudes associées aux effets du changement climatique, malgré les actions de maîtrise engagées, le changement climatique pourrait avoir des conséquences défavorables sur la continuité de l'activité du Groupe, ses performances opérationnelles, ainsi que son bilan et ses résultats financiers.

b) Actions de maîtrise face aux risques physiques

- Des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant à la fois le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique, ce qui est un pilier fondamental de la robustesse des installations.
- Comme cela est requis dans la politique RSE du Groupe, les principales entités opérationnelles du Groupe mettent régulièrement à jour leur plan d'adaptation au changement climatique, en s'appuyant chaque fois que possible sur les scénarios du GIEC, afin d'examiner les dispositions prises et à prendre. À cet effet, un guide de réalisation des plans d'adaptation est mis à disposition des entités du Groupe. Ces plans d'adaptation sont particulièrement renforcés pour les entités nucléaires, en France et au Royaume-Uni, hydrauliques, insulaires.
- À l'appui de ces actions, le groupe EDF s'est doté depuis les années 1990 d'une compétence spécifique de R&D sur les enjeux climatiques investie dans des projets de recherche académiques collaboratifs.
- Le Groupe mène de nombreuses actions de veille et d'anticipation sur les effets extrêmes et chroniques, de manière à actualiser autant que nécessaire ses plans d'adaptation, à la fois pour les installations de production et infrastructures, mais aussi pour anticiper les conséquences en termes d'équilibre offre-demande.
- Le Groupe mène des actions de coordination en interne et avec les parties prenantes externes relatives aux utilisations de l'eau.
- En lien avec le changement climatique et ses conséquences potentielles en termes d'agressions externes, (température, inondation, tempête…) un programme nommé ADAPT a été mis en place en France pour les installations de production nucléaires et thermiques afin de s'assurer de la résilience de ces outils industriels du Groupe dans la durée.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles, même si cela pourrait s'avérer de plus en plus difficile ou coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes observées ces dernières années.

c) Principaux risques de transition

Les orientations stratégiques du Groupe dans la durée s'inscrivent dans la transition bas carbone. La raison d'être du groupe EDF adoptée en mai 2020 affirme l'objectif de « construire un avenir énergétique neutre en CO_2 ». La majeure partie des investissements du Groupe sont orientés vers cette stratégie bas carbone en faveur du climat (voir section 3.1.1.4 « Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe »).

Dans ce contexte *a priori* favorable et porteur, il existe plusieurs risques de transition importants :

- le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à cette opportunité. En particulier, l'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone. Ainsi, à titre d'exemple :
  - les normes ou taxonomies en cours de mise en place visant à reconnaître les énergies décarbonées pourraient comporter des critères pénalisant l'énergie nucléaire, ce qui serait un risque important pour EDF et plus généralement pour l'atteinte des objectifs nationaux et européens de réduction des émissions. À ce titre, il existe encore un risque de reconnaissance insuffisante de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire du fait de son classement en énergie de transition par la taxonomie européenne, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Ce sujet sur la taxonomie européenne est développé dans le risque 1A ci-dessus « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH »,
  - en France dans le cadre de la préparation de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2019-2028, le gouvernement a demandé d'examiner plusieurs scénarios entre 2030 et 2050, « allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité » ;
- l'atteinte des objectifs de réduction des émissions et plus généralement la réussite de la stratégie bas carbone du Groupe sont principalement conditionnées par la réussite de la fermeture ou de la décarbonation de centrales au combustible fossile et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique ;
- en outre, les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de l'eau, ou dans l'utilisation de ressources rares, etc.) ;
- la publication en mai 2021 du scénario net zéro de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) définit 2040 comme nouvelle cible pour décarboner le secteur électrique à 100 % (voire 2035 pour les pays développés). Cette cible a été reprise par de nombreux acteurs, dont Eurelectric, des coalitions d'investisseurs (par ex. IIGCC) ou encore SBTI dans son nouveau standard Net Zéro paru en octobre 2021. Cela conduit EDF à devoir réinterroger sa trajectoire carbone et ses engagements pris en 2020. Cette nouvelle situation est porteuse de risques pour le Groupe : risque de remise en cause de certains projets de développement, risques d'être amenés à prendre des engagements plus difficiles à tenir, risque sur la profitabilité de l'entreprise (par renoncement à des activités profitables) ;
- la nouvelle directive européenne sur le reporting des données extra-financières (directive CSRD, adoptée en novembre 2022) fixe à toutes les entreprises européennes l'objectif d'être alignées avec l'objectif 1,5 °C et d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Le fait que le groupe EDF ne soit pas encore labélisée 1,5 °C par l'organisme SBTi est susceptible de provoquer de l'incompréhension de la part de nos parties-prenantes ;
- des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et être source de nouveaux risques juridiques ou de non-conformité ;
- le Groupe pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives s'inscrivant dans les objectifs de la transition.

De telles situations pourraient être de nature à rendre plus difficiles la réalisation de ces transformations et l'atteinte des objectifs visés. Elles pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives.

d) Actions de maîtrise face aux risques de transition

- Trajectoire carbone. Le Groupe avait pris en 2018 l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017 (réduction de 40 %). En 2020, en intégrant la coalition *Business Ambition for 1.5 degrees*, le groupe EDF a encore conforté cette ambition. Il a pris de nouveaux engagements, pour contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, tant en émissions directes qu'indirectes (scopes 1, 2 et 3), avec des jalons prévus en 2023 et 2030. Cette trajectoire a été labellisée en 2020 par l'organisme SBTi comme allant au-delà des 2 °C de l'Accord de Paris. Ainsi, pour la première fois le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction sur ses émissions indirectes couvrant notamment les émissions associées à la vente de gaz aux clients finaux (Voir section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe »). Le groupe EDF a engagé des discussions avec l'organisme SBTi en 2022 afin d'obtenir la labélisation 1,5 °C de sa trajectoire.
- Déploiement des solutions bas carbone. Le Groupe s'est mobilisé dans le développement des énergies renouvelables en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone. Cela permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.
- Comme étape ultime d'une démarche de contribution à l'atteinte de la neutralité, le Groupe privilégie les projets dits « à émission négative » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050 (voir section 3.1.1.6 « Solutions de compensation carbone »).
- Les actions de maîtrise du risque 1A portant sur les évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire consistent en : veille sur le contexte politique, législatif, réglementaire ; analyse des conséquences potentielles des textes en préparation ; dialogue et argumentation auprès des Pouvoirs Publics.

e) Actions de maîtrise globales – synthèses et cartographie des risques climatiques

- En 2019, une synthèse sur le changement climatique et ses impacts sur EDF, intégrant la capitalisation de l'ensemble des connaissances acquises par le groupe EDF et ses partenaires scientifiques, a été présentée au Conseil scientifique d'EDF.
- Le Groupe dispose depuis les années 1990 d'une expertise importante en matière climatique, tant dans sa Direction R&D que dans ses centres d'ingénierie, qui est maintenue dans la durée. Les ressources précises affectées à cette expertise sont précisées en section 3.1.2.4 « un service climatique interne de haut niveau ».
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe, portant sur l'ensemble des risques physiques et de transition, a également été établie en 2019 suivant les recommandations de la TCFD et a été présentée au Comité d'audit. Les risques climatiques sont désormais identifiés, évalués et actualisés annuellement selon la méthode générale de cartographie des risques du Groupe (résumés dans le présent facteur de risques, et un peu plus détaillés en section 3.1.3.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique »).
- Cette cartographie des risques climatiques, s'appuyant notamment sur les plans d'adaptation des entités opérationnelles et sur le rapport au Conseil scientifique, a débouché depuis 2020 sur un plan d'actions « climat », inclus dans le programme stratégique Cap 2030 couvrant les actions relatives à la réduction des émissions et à la résilience. Ce plan d'actions mobilise le Groupe tant au niveau *Corporate* qu'au niveau des entités pour orienter et coordonner les différentes actions de maîtrise.
- Un audit sur l'adaptation des moyens du groupe EDF au changement climatique a été mené entre octobre 2021 et février 2022.
- De nombreuses actions sont menées en interne, en vue de sensibiliser l'ensemble des salariés sur les enjeux climatiques, et de les mobiliser concrètement. À titre d'exemples (ces exemples sont développés à la section 3.1.3.5.2 « innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique ») :
  - la Fresque du Climat a été développée par le Groupe depuis 2020 auprès de ses équipes. Le Groupe a sensibilisé 60 000 salariés, fin 2022, grâce à cet outil (voir la section 3.1.3.5.2.2 « Fresque du climat »),
  - le programme « Combattre le CO_2 » propose à tous les salariés en France de devenir des ambassadeurs de la transition énergétique en s'engageant à titre privé,
  - le Passeport neutralité carbone permet de réaliser son bilan carbone et de s'engager pour entamer le passage à l'action : l'obtention de ce passeport était l'un des critères de l'accord d'intéressement signé pour 2020. Plus de 36 000 passeports ont été obtenus en 2022 (voir la section 3.1.3.5.2.1 « Passeport neutralité carbone »).

3C : Adaptation des compétences des salariés

Résumé : Le Groupe devra sécuriser les compétences des différentes filières de la transition énergétique dans un marché de l'emploi en tension pour faire face à un volume important d'activité à la suite notamment du discours de Belfort du 10 février 2022 (parc existant, EPR 2, augmentation du volume de raccordement, gain de clients).

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Le groupe EDF doit faire face à un contexte du marché de l'emploi de plus en plus tendu et concurrentiel : forte concurrence entre les acteurs économiques de toutes les filières industrielles pour la recherche de compétences en particulier sur les profils d'ingénieurs, de techniciens et de profils SI ; difficultés à trouver les compétences sur certains métiers techniques clés (soudeurs, chaudronniers) comme beaucoup de filières industrielles et une offre de formation ne répondant pas toujours aux besoins.

Dans ce nouveau contexte, le Groupe – tout comme ses partenaires industriels – doit faire face à des enjeux industriels sans précédent qui requièrent des ressources adaptées et compétentes dans les quatre filières métiers du secteur de l'énergie (nucléaire, distribution, renouvelables et services énergétiques).

Si les plans d'action mis en œuvre jusqu'à présent ont permis de maîtriser la trajectoire des effectifs, de couvrir les risques identifiés dans le cadre des GPEC et de sécuriser les besoins en compétences sur la période à venir, le risque d'inadéquation des compétences aux besoins augmente du fait de l'extension de périmètre considéré en 2022. En effet, l'enjeu compétences couvre l'écosystème du groupe EDF et sa capacité à faire appel à des ressources externes : sous-traitance et intérim.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise du risque repose sur la recherche d'adéquation des compétences aux besoins à court, moyen et long terme. À ce titre, les principales actions de maîtrise portent sur :

- Une meilleure identification des besoins par l'ensemble des filières concernées (Nucléaire, Réseaux, Renouvelables et Services énergétiques) via les EDEC et GPEC territoriales ;
- Un travail renforcé et partenarial sur l'attractivité ;
- Une approche plus globale sur la chaine Attractivité, Sourcing, Formation, Recrutement ;
- Une politique ambitieuse de développement des compétences au périmètre Groupe France : recours accru aux modalités alternatives et numériques et en situation de travail, accélération de la montée en compétence des nouveaux embauchés par la transmission et les transferts de compétences et savoirs entre salariés (démarches de *knowledge management* étendues à tous les métiers au-delà du nucléaire, pour rendre l'organisation apprenante).

3D : Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

Résumé : Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité. Une réforme des retraites en France pourrait avoir un impact sur les engagements du Groupe.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds de pension au Royaume-Uni devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds de pension au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements. Au Royaume-Uni, la réforme des pensions menée en 2021 (passage d'un régime à prestations définies à un régime à cotisations définies) et la fusion des trois fonds existants (BEGG, EEGS et EEPS) en un seul fonds (EDFG) à compter du 31 décembre 2021 permettront de limiter les risques futurs.

2.2.4 Risques liés à la performance opérationnelle

4A - Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (HPC, FLA3, Taishan...)

Résumé : Le Groupe réalise des projets de très grande ampleur. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact financier potentiel sur ses capitaux propres et de conséquences sur sa stratégie de développement. En particulier, la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

Criticité : ●●● **Forte**

a) Contexte

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité en particulier les projets EPR à Flamanville 3 en France et Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni, en cours de réalisation, ainsi que des projets à venir tels que les projets d'EPR2 en France et le projet Sizewell C. Ces projets requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

La réussite de ces projets conditionne l'avenir de la filière industrielle nucléaire. Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours, sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir risque 5A ci-dessous, et projets de déconstruction) ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *off-shore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques techniques et opérationnels portant sur leur réalisation industrielle qui pourraient avoir comme conséquences des retards de démarrage et une augmentation des coûts associés ou une possible remise en cause de certains choix techniques. Cela pourrait entraîner, *in fine*, une baisse de la rentabilité attendue voire des compléments de dépréciations d'actifs (voir la note 10.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022).

Compte tenu de leur ampleur, ces projets ont un impact massif sur le résultat et le bilan du Groupe en particulier sur ses fonds propres et sa capacité de financement, et lui font porter des risques majeurs.

Il existe d'autres risques économiques, réglementaires, politiques, environnementaux ou d'acceptabilité susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Risques de non-performance technique ou opérationnelle

Les risques techniques ou opérationnels qui pèsent sur les grands projets industriels complexes exposent le Groupe à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou leur exploitation. Ils pourraient avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

À titre d'illustration :

- des retards dans la construction ou des difficultés de mise en service commerciale des unités de l'EPR d'HPC au-delà du 31 octobre 2036 pourraient entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le CfD (voir section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- les conclusions de l'instruction en cours relative au constat, en juin 2021, d'inétanchéité du combustible d'un réacteur de la centrale de Taishan, sont progressivement intégrées pour les projets EPR (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine », et voir ci-dessous, « maîtrise opérationnelle des projets EPR »).

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent s'ajouter ou être la résultante de ces aléas.

Risques stratégiques

Le Groupe a l'ambition stratégique de s'engager en France et à l'international, dans des projets de construction de nouvelles installations nucléaires. Le risque vis-à-vis de ces projets serait de ne pas prendre les décisions d'investissement ou de les prendre dans de mauvaises conditions techniques, régulatoires ou financières.

Risques liés au financement et le cas échéant, au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, une organisation de marché appropriée et des conditions de financement et de revenus adéquats. La mise en place des financements nécessaires pourrait, compte tenu des contextes économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée ou remise en cause.

En France, une organisation de marché inadéquate et la non-obtention ou l'obtention tardive des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur EPR2, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe notamment en raison des coûts de développement en amont de la décision qui pourraient être supportés par EDF *in fine*. Tout élément de nature à reporter le lancement du projet pourrait induire des discontinuités d'activités d'ingénierie, des difficultés de maintien des compétences et de mobilisation de la chaîne d'approvisionnement qui seraient nuisibles à la maîtrise industrielle et à la performance du programme.

Au Royaume-Uni, le nouveau contexte créé par la mise en œuvre du Brexit peut conduire à modifier les conditions de réalisation et de rentabilité des projets et ne pas permettre de réunir les conditions suffisantes pour associer des investisseurs aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni :

- les besoins de financement du projet HPC excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres volontaires, il est probable que le Groupe soit amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part de *« committed equity » ;*
- pour le projet Sizewell C, la non-obtention du cadre de financement et de régulation approprié pourrait affecter significativement le projet et conduire le Groupe à ne pas prendre la décision d'investissement (voir page suivante 2. «Sizewell C (Royaume-Uni)»).

De plus, le classement en énergie de transition dans le cadre du règlement taxonomie (voir risque 1A) pourrait donner un signal insuffisant de reconnaissance de l'électricité décarbonée d'origine nucléaire, avec des conséquences potentielles sur l'accès au financement des nouveaux projets. Le texte n'inclut pas le cycle du combustible ni la gestion des déchets. Enfin, les conditions posées par l'acte délégué pour le classement du nucléaire, dans les activités alignées, pourraient ne pas être pleinement atteintes. Ces éléments pourraient influencer la capacité du Groupe à financer les futurs grands projets nucléaires (voir risque 1A).

Risques externes - politiques et géopolitiques, procédures administratives

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée. Ils impliquent de nombreux partenaires industriels. Les relations avec les partenaires associés à EDF dans ces projets peuvent également être source de difficultés.

Par exemple, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre (voir risque 4B). Au Royaume-Uni, EDF et CGN étant associés dans les projets HPC et Bradwell, ces projets pourraient être impactés par la dégradation des relations diplomatiques entre le Royaume-Uni, la France, les États-Unis

et la Chine, en particulier pour le projet Bradwell mené par CGN.

Ces projets nécessitent en particulier des autorisations administratives, des licences ou des permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Risques liés aux enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes sont impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation locale.

Risques conjoncturels

Les tensions inflationnistes pourraient également entraîner un renchérissement des coûts des projets (voir notamment risque 4B « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

La crise sanitaire a affecté le déploiement de ces grands projets et pourrait, si elle devait s'aggraver, induire de nouveaux retards ou surcoûts.

De plus, la crise sanitaire pourrait avoir affaibli la solidité financière de certains partenaires.

Autres risques

Les autres enjeux et risques spécifiques à l'activité nucléaire, qu'il s'agisse de la sûreté nucléaire, de la maîtrise des opérations d'exploitation ou de maintenance, des engagements de long terme ou du cycle du combustible, sont précisés dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

c) Actions de maîtrise

c1) Actions de maîtrise transverses

- Dans une démarche d'amélioration continue de la maîtrise de ses projets, le Groupe dispose d'une politique de management de ses projets et d'une politique Engagements qui imposent une analyse des risques et des éléments de sécurisation associés. Il est procédé régulièrement à des revues de projets et le Groupe a mis en place fin 2020 une entité de Contrôle des Grands Projets. Le Groupe met en œuvre depuis décembre 2019 le plan excell qui permettra à la filière nucléaire française de retrouver un haut niveau de rigueur et de qualité pour réussir les grands projets engagés et à venir en France, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde (voir section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).
- La maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, de développement territorial, de développement des filières industrielles, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir sections 3.2, 3.3, 3.4 et 3.9).

c2) Maîtrise des Projets EPR engagés

1. EPR Flamanville 3 (France)

La réalisation des objectifs de calendrier et de coûts du projet, tels qu'annoncés [1], est conditionnée, notamment, par (voir section 1.4.1.1.3.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») :

- la finalisation des Contrôles Non Destructifs et des Traitements Thermiques de Détensionnement pour les « géométries complexes », suite aux remises à niveau menées sur le Circuit Secondaire Principal et la réalisation des épreuves hydrauliques pour le requalifier ;
- la confirmation par l'ASN des conclusions tirées par EDF des essais sur boucles démontrant l'adéquation des travaux menés pour assurer l'efficacité de la filtration RIS/EVU lors de la recirculation de l'eau du Circuit Primaire Principal après une brèche de tuyauterie ;
- le solde de l'instruction des derniers sujets techniques en lien avec l'ASN, conduisant à l'obtention d'autorisations administratives ;
- la réalisation de finitions sur l'installation ;
- l'émergence éventuelle de nouveaux sujets techniques notamment dans le cadre de la poursuite des travaux. Un décret du 25 mars 2020 a porté le délai maximum de mise en service du réacteur à avril 2024.

Au-delà des activités restant à réaliser en amont du chargement du combustible dans la cuve du réacteur et de la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, le projet pourrait également faire face à d'autres éventuels surcoûts et délais potentiellement significatifs en cas de nouvel aléa. Le risque relatif au calendrier et au coût à terminaison reste élevé.

2. EPR Taishan (Chine)

En Chine, le Groupe détient une participation de 30 % aux côtés de son partenaire chinois CGN et de Guangdong Energy Group (19 %) au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale est intervenue le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 est, quant à lui, entré en service commercial le 7 septembre 2019 (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau nucléaire »).

La rentabilité de l'actif est liée au tarif de rachat de l'électricité produite par Taishan et pourrait être affectée si les décisions tarifaires n'étaient pas favorables. Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021, pour un volume annuel garanti d'enlèvement de production équivalent à 7 500 heures de fonctionnement à pleine puissance. L'éventuel surplus au-delà de ce volume est vendu au prix de marché. Comme pour toute installation de production modulable, l'appel effectif à la centrale de Taishan est décidé par le gestionnaire du réseau d'électricité de la province du Guangdong. Le tarif temporaire a été prolongé le 22 décembre 2021 jusqu'à la publication du nouveau mécanisme tarifaire appliqué aux centrales nucléaires chinoises de troisième génération, en particulier à celle de Taishan. Début 2023, il n'y a pas eu d'autre publication par les autorités. La rentabilité de l'actif est également soumise au risque d'évolution du volume de vente à ce tarif, dans un contexte de développement du marché de l'électricité.

Les accords de financement mis en place par TNPJVC contiennent des dispositions visant à sécuriser le remboursement des dettes financières de la joint-venture. Dans certaines situations, ces dispositions sont susceptibles de limiter temporairement le versement des dividendes. Si la société devait ne pas générer un résultat net positif cumulé ou un niveau de cash-flow suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation de l'actif [2].

3. Hinkley Point C – EPR (Royaume-Uni)

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C (HPC) conditionnent la rentabilité du projet et le financement des autres éventuels futurs projets au Royaume-Uni.

La construction a franchi un certain nombre de jalons en 2022 (voir section 1.4.5.1.2.5 « le Nouveau Nucléaire »). Cependant le projet a été marqué par :

- une performance du génie civil restant inférieure à l'attendu ;
- des tensions sur le marché mondial des matériaux de construction et du marché du travail ;
- un accident mortel sur le site en novembre 2022, encore sous investigation de l'ONR. Le projet maintient une vigilance constante sur la santé et la sécurité des travailleurs ;
- des problèmes de *supply chain* dus au climat géopolitique et macroéconomique.

Il y a un risque que ces facteurs continuent d'avoir un impact sur l'avancement de la construction et la chaîne d'approvisionnement. Des plans d'actions sont en cours pour rattraper les retards et améliorer la performance du génie civil. Le respect du planning et du coût à terminaison (voir section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire ») nécessite que ces actions produisent les effets escomptés.

La rentabilité du projet HPC est sensible :

- à l'inflation et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du CFD ;
- aux impacts des accords entre EDF et CGN qui comportent un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas d'écart par rapport au budget initial des coûts ou de retards. Compte tenu du planning actuel et des prévisions de coût à terminaison, ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023 (voir section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ») ;
- au risque de non-contribution par CGN de *voluntary equity* ;
- au taux de change entre la Livre britannique et l'Euro. Une stratégie de couverture de ce risque est mise en place au niveau du projet HPC et du Groupe.

(1) Voir le communiqué de presse du 16 décembre 2022.

(2) La valeur de la quote-part de capitaux propres de TNPJVC à fin 2021 dans les comptes d'EDF est de 1 210 millions euros – voir note 12 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2022.

c3) Maîtrise des projets à venir

1. Renouvellement parc nucléaire en France - EPR2 (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets - Nouveau Nucléaire »)

Le principal enjeu est de réunir au plus tôt les conditions permettant la décision d'engager le programme et sa traduction dans le cadre juridique et financier nécessaire à son exécution.

Cela passe par plusieurs actions préalables principales :

- consolidation des estimations de coûts à terminaison et planning ;
- signature des contrats principaux avant la décision d'engagement du programme ;
- suite à la structuration du programme avec la création en 2022 de la Direction du Programme Nouveau Nucléaire France, définition, en particulier, du schéma de financement, de régulation et de gouvernance sur lequel l'État et EDF ont vocation à s'engager ;
- si nécessaire, notification par l'Etat du dispositif de structuration du programme auprès de la Commission européenne au regard de la réglementation en matière d'aide d'État ;
- consultations publiques sur le programme et sur le site qui accueillerait les premières constructions. La prise en compte des conclusions de cette concertation est un élément constitutif du dossier de Demande d'autorisation de création (DAC) que l'exploitant nucléaire doit soumettre aux autorités administratives en vue du lancement de la construction d'une nouvelle installation nucléaire.

2. Sizewell C (Royaume-Uni)

La description du développement du projet Sizewell C figure en section 1.4.5.1.2.5. La capacité d'EDF à prendre la décision finale d'investissement aux côtés d'autres investisseurs et à contribuer au financement de la phase de construction est conditionnée par, notamment :

- la sécurisation du financement du projet qui repose, entre autres, sur le cadre de régulation et le niveau de risque résiduel post GSP, dépendant également des évolutions macroéconomiques ;
- la capacité d'EDF à déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) à compter de la FID ;
- une rémunération du capital attendue par EDF, en tant qu'investisseur jusqu'à 19,99 %, conforme à sa politique d'investissement ;
- l'obtention de l'ensemble des autorisations requises restantes, notamment celle concernant le contrôle des subventions ;
- la finalisation du GSP ;
- un accord avec le gouvernement britannique concernant l'estimation de référence du coût à terminaison et du calendrier du projet ;
- la finalisation des principaux contrats d'EDF à signer à la date de la FID.

L'engagement d'EDF de financer Sizewell C jusqu'à la date de la FID est soumis à un plafond de fonds propres, sans aucune obligation de financer le projet au-delà.

La non-obtention de ces conditions conduirait le Groupe à ne pas prendre la décision finale d'investissement. En particulier, une décision d'investissement alors que la capacité d'EDF à déconsolider le projet ne serait pas acquise pénaliserait lourdement le Groupe.

Les principales actions de maîtrise pour créer les conditions favorables à la décision portent notamment sur :

- des travaux avec le gouvernement britannique pour finaliser les étapes restantes et préparer les futurs investissements. Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir environ 700 millions de livres sterling dans le projet Sizewell C et d'aider le développement du projet dans la durée ;
- des travaux avec les acteurs de la chaîne d'approvisionnement afin de développer une stratégie contractuelle adaptée, intégrant notamment la stratégie de réplication ; des réflexions d'organisation et collaboration avec Hinkley Point C sont en cours visant à sécuriser les bénéfices de la réplication d'HPC sur le projet Sizewell C, tout en tenant compte de la différence de gouvernance (pourcentage de détention à terme, partenaires,...). Selon les schémas, le risque de non-compatibilité avec l'objectif de déconsolidation du projet pourrait être significativement accru ;
- une révision détaillée du coût et du planning, en prenant en compte l'expérience du projet HPC.

3. Jaitapur (Inde)

Fin 2018, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL par laquelle le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries de la technologie EPR.

Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans le projet. Le client NPCIL sera le chef de projet général et l'intégrateur en phase d'exécution, assumant notamment les risques de *licensing*, construction, montage et intégration globale. En avril 2021, une offre technico-commerciale engageante a été transmise et les discussions se poursuivent. (voir section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets – Nouveau Nucléaire »).

Le projet présente le profil de risque d'un fournisseur de prestations d'ingénierie et de fournitures d'équipements. Sa valeur réside donc dans la matérialisation de la marge incluse dans le prix des prestations vendues. Comme tous les grands projets industriels complexes, ce projet présente pour le périmètre, sous la responsabilité d'EDF et de ses partenaires, des risques techniques, industriels et de maîtrise des coûts ainsi que du respect de jalons prédéfinis notamment au regard du modèle de revenus attendus. Au-delà du risque pays qui intègre notamment une dimension fiscale significative, les conditions liées au cadre de responsabilité civile nucléaire en Inde et la sécurisation du plan de financement du projet devront être levées avant la signature des contrats finaux.

C4) Actions de maîtrise spécifiques à Framatome

Framatome peut exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients.

L'exposition du Groupe peut être notamment d'ordre financier ou réputationnel. La performance industrielle de Framatome est stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume-Uni.

La réussite des projets EPR, la compétitivité de la filière nucléaire en France et celle du Groupe dans son développement international, sont conditionnées par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services.

4B - Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

Résumé : Le Groupe est exposé à la bonne exécution et la pérennité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ainsi qu'au risque de volatilité des prix, au risque de disponibilité (rupture ou tension d'approvisionnement), au risque logistique relatifs aux matières, matériels ou prestations qu'il achète pour les besoins de ses métiers. Ces risques peuvent être exacerbés par les crises et les conflits, tel le conflit russo-ukrainien, opposant les nations ou les blocs de nations entre elles, notamment quand des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels sont situés dans les territoires concernés.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Risques principaux

Accès à des matières ou produits critiques pour le Groupe

Les besoins du Groupe en matières ou produits critiques peuvent concerner des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, notamment du fait de la structure et de l'évolution de l'offre industrielle ou de l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages. Cette tension est due notamment aux besoins croissants des systèmes d'information et aux besoins des acteurs de l'énergie, en particulier, ceux liés à la transition climatique. Ces tensions sur les marchés peuvent renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques et entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Les fluctuations de prix et de disponibilité de certaines matières premières ou produits structurants dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques peuvent affecter les capacités d'approvisionnement et les résultats du Groupe. Ce risque est actuellement accru en raison de tensions inflationnistes sur le prix des matières premières ou des composants nécessaires aux opérations.

Le Groupe fait appel, essentiellement dans les domaines de la production, nucléaire, hydraulique ou renouvelable, du stockage ou de la mobilité électrique, à des technologies qui nécessitent des matières ou des éléments dont l'accès peut représenter un enjeu fort [(1)]. La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique. Certaines situations de crise telles que la crise sanitaire Covid, peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations voire conduire à différer leur réalisation. Le développement notamment lié au stockage, à la croissance des énergies renouvelables et à la pénétration de l'électricité bas carbone, pourrait générer des difficultés d'accès à certaines matières : Lithium pour batteries, terres rares ferromagnétiques pour l'éolien, Indium ou Sélenium pour le solaire. Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs de développement. De plus, la maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une maîtrise des exigences réglementaires et un devoir de vigilance renforcés.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur des marchés où EDF est acheteur. Elle crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques. Au-delà des grands groupes, ce sont les petites et moyennes entreprises françaises qui représentent l'essentiel du tissu industriel de fournisseurs. Celles-ci ont jusqu'à présent relativement bien résisté à la crise Covid. Les plus impactées l'ont été du fait de leur exposition aux secteurs aéronautique, pétrolier ou automobile plutôt qu'au secteur nucléaire, ce dernier ayant continué à assurer une activité soutenue grâce aux grands projets de maintenance en cours en France notamment. Toutefois, la tendance à une fragilisation sur le plan financier, observée depuis une dizaine d'années, perdure, bien que les faillites, limitées en nombre, se soldent en général par une reprise et une opportunité de redynamisation.

Relations contractuelles et partenariats

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine pourraient avoir des impacts sur la conduite de certains de ces projets compte tenu des technologies et des partenariats mis en œuvre.

À cet égard, des décisions ont été prises en octobre 2018 par le Département de l'Énergie Américain (« US DoE ») relative à la coopération nucléaire civile avec la Chine vers CGN, et en août 2019 par le Département du Commerce Américain (« US DoC ») plaçant 4 entités du groupe CGN sur la liste des entités soumises à restrictions (*entity list*). Ces décisions concernent notamment les transferts de biens et technologies américains, en particulier à double usage, vers CGN, partenaire d'EDF, notamment dans ses projets de nouveau nucléaire au Royaume-Uni. En conséquence, le transfert des biens et technologies du périmètre technique concerné par les décisions à destination des entités visées doit faire l'objet d'une autorisation préalable des juridictions US compétentes.

Le Département de la Défense américain a également publié en juin 2020 une liste d'entités, dont CGN, présumées appartenir ou être affiliées à l'armée chinoise. Ce risque géopolitique est également présent au Royaume-Uni.

Face à ces mesures, la République populaire de Chine a promulgué sa première loi intégrée en matière de contrôle des exportations de biens et technologies sensibles (décembre 2020), ainsi qu'une « loi de blocage » à l'encontre des décisions, en particulier américaines, à portées extraterritoriales (janvier 2021).

Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles et notamment, à date, le conflit ukrainien quand dans les territoires concernés, sont situés des sources importantes de matières premières ou des moyens de production essentiels pour la continuité d'approvisionnement du Groupe ou de ses partenaires industriels.

b) Actions de maîtrise

En 2021, le Groupe a adopté une nouvelle politique Fournisseurs qui a pour objectif de sécuriser les objectifs de performance des projets en assurant qu'ils puissent s'appuyer sur des panels de fournisseurs répondant aux besoins et en dérisquant les situations de défaillance fournisseurs, de crise qualité ou de blocage contractuel.

De plus, les ambitions du plan Excell lancé en 2020 (voir section 1.4.1.1.1 « Le plan excell ») concernent notamment le renforcement des compétences de la filière (plan soudage et actions en lien avec les structures professionnelles et de l'éducation), l'amélioration des processus de sélection et qualification des fournisseurs, en tenant compte des enjeux « Éthique, conformité et droits humains » et « Développement territorial responsable » de la RSE (voir sections 3.3.2 « Ethique, conformité et droits humains » et 3.4.2 « Développement territorial responsable »), ainsi que le développement de relations contractuelles plus partenariales. Dans ce cadre, le Groupe a mis en place en 2021, pour le domaine nucléaire, un « plateau politique Fournisseurs » destiné à coordonner les actions des entités impliquées dans la relation avec les fournisseurs. Le GIFEN [(2)] est également un acteur essentiel en tant que relais de la politique industrielle du Groupe.

Concernant les contrats passés par le Groupe avec les fournisseurs d'équipements ou de services, une contractualisation et une gestion des contrats conclus améliorée, notamment par la mise en œuvre à chaque étape d'actions de vigilance, constituent un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés.

La fonction *Contract Management*, animée par la Direction du *Contract Management*, elle-même rattachée à la Direction Juridique Groupe, vise à améliorer

(1) Le thème de l'approvisionnement en uranium n'est pas considéré ici. Il est abordé dans le risque 5D Maîtrise du cycle du combustible.

(2) Le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire, crée en octobre 2018, a pour vocation de rassembler tous les acteurs de l'industrie nucléaire française pour assurer l'attractivité de la filière et en entretenir les compétences.

la gestion des risques et à créer des opportunités dans la gestion des contrats. Cette fonction fait intervenir des *Contract Managers* des directions tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le management des contrats, en lien avec la tête de Groupe et les directions.

En réponse aux dispositifs réglementaires et législatifs adoptés par les USA et la Chine, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF (EDF, NNB, Framatome, etc.) a pris des mesures de sauvegarde dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

4C : Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)

Résumé : Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail, pour son personnel comme pour celui de ses prestataires.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Risques principaux

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. La nature industrielle et la diversité des activités du Groupe renforcent le caractère fondamental du respect des règles et de la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant dans les installations industrielles du Groupe pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu sur l'ensemble des domaines d'activité du Groupe. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

b) Actions de maîtrise

Le Groupe met en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère prendre les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants.

Chaque entité du Groupe porte des plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail. Des actions sont également menées à l'échelle du Groupe dans son ensemble : définition et promotion des règles vitales et du cadre de référence BEST pour le management de la santé sécurité, organisation d'un temps d'arrêt du 13 octobre 2022 pour mener, dans chaque équipe, des réflexions collectives visant à améliorer et renforcer les plans d'actions sécurité sur le terrain (voir section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »).

4D : Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber

Résumé : Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Atteintes au patrimoine

Risques principaux

Le patrimoine du Groupe est constitué de ses personnels, des actifs matériels et immatériels. Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des actes de malveillance de toute nature. Ces actes pourraient avoir des conséquences négatives sur l'activité opérationnelle, la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Le Groupe serait par ailleurs contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

Actions de maîtrise

Le groupe EDF s'est doté d'une politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Cette politique est complétée par des procédures relatives à la protection des personnes, des actifs immobiliers, des actifs immatériels, des instructions et un outil informatique permettant de collecter les incidents de sécurité. Cette politique et procédure ont été actualisées en 2021 pour tenir compte de l'évolution des menaces. Ces politiques et procédures s'appuient sur un réseau de Responsables Sécurité du Patrimoine (RSP) membre des codirs d'entités.

Les principales actions au titre de la protection du patrimoine sont :

- animation du réseau des RSP, une formation des nouveaux RSP, des lettres (DSIE@eDF), des appuis à la demande (ex. : sécurité des locaux, projet à l'étranger et sécurité…) et des animations sur les sujets d'actualité (IGI 1300 et protection du secret, nouvel outil de collecte des incidents de sécurité…) ;
- réalisation d'un *e-learning* sur la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance ;
- déclinaison des procédures EDF afférentes à la politique Groupe Sécurité du patrimoine face à la malveillance, notamment de la note Classification et Protection des Informations, de la procédure des déclarations des incidents de sécurité ;
- mise en service de la nouvelle application de collecte des incidents de sécurité ;
- participation au pilotage de la mise en œuvre des directives NIS et de la LPM en lien avec l'ANSSI, la DSIG et les entités ;
- contribution à la mise en place des obligations liées à la nouvelle version de l'IGI 1300, instruction impliquant des évolutions importantes pour le Groupe :
  - participation à la rédaction des notes ministérielles de l'IGI 1300 avec le MTE et les autres opérateurs concernés,
  - rédaction des notes internes d'application de l'IGI,
  - accompagnement des entités dans la mise en œuvre de cette instruction en s'assurant de la bonne mise en œuvre de l'ensemble des obligations réglementaires ;
- mise en place d'une formation avec la DGSI et la DRHG sur la radicalisation et le fait religieux en entreprise à destination de DRH, de managers et de juristes ;
- contribution à la prise en compte des dossiers « Sécurité du Patrimoine » dans les développements des applications SI… ;
- contribution à la constitution de dossiers de compliance.

b) Défaillance des Systèmes d'Information dont attaques cyber

Risques principaux

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients et salariés), et devant s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation, etc.).

Les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et/ou

aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe serait, par ailleurs, contraint à des investissements ou des coûts additionnels si les lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques devenaient plus contraignantes.

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation. L'impact d'une agression malveillante – ou de toute autre défaillance provoquant une indisponibilité des systèmes d'information – peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Actions de maîtrise

Le groupe EDF a défini une politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance et une politique Sécurité des systèmes d'information afin de prévenir ces risques et d'en limiter les impacts en cas d'agression. Ces politiques sont complétées par une instruction relative à la protection des données personnelles.

Une charte d'utilisation des ressources IT est annexée au règlement intérieur d'EDF. Des formations à la sécurité SI adaptées aux différents profils (utilisateurs, chefs de projets, développeurs d'applications, responsables sécurité SI…) sont proposées aux salariés. Un reporting relatif à la maîtrise du risque cybersécurité est assuré auprès du Comex et Comité d'audit du Conseil d'administration. Plusieurs dizaines d'audits de sécurité sont réalisés chaque année par des sociétés externes d'audit sécurité SI qualifiées « PASSI » (Prestataires d'audit de la sécurité des SI) par l'ANSSI (Agence Nationale de la Sécurité des SI), tant sur des infrastructures IT que sur des systèmes d'information métiers. En outre, un reporting mensuel des incidents de sécurité SI est réalisé par le SOC Groupe (*Security Operational Center*) d'EDF, lequel est désormais qualifié PDIS (Prestataire de Détection d'Incidents de Sécurité).

En 2022, les principales actions déployées en matière de cybersécurité, de protection du patrimoine immatériel, et plus généralement de résilience de l'entreprise face aux risques d'atteinte aux systèmes d'information, sont :

- la définition d'objectifs en matière de cybersécurité aux entités du Groupe, dont l'atteinte est mesurée au travers de revues de cybersécurité ;
- le déploiement d'un *e-learning* « Passeport cybersécurité » accessible à tous (y compris les filiales) et rendu obligatoire pour tous les dirigeants et managers du Groupe en France ;
- le déploiement de campagnes de faux hameçonnage au sein des entités du Groupe (96 000 personnes ciblées en 2022) ;
- la poursuite du renforcement de la fonction opérationnelle cybersécurité permettant de garantir une réponse efficiente en cas d'incident sécurité : étoffement des équipes d'expertise, publication d'une politique de gestion des incidents de cybersécurité ;
- l'inauguration du site de Rennes. Cette implantation complète le dispositif cyber d'EDF au sein d'un territoire de référence européen en la matière (écoles, centres de recherche, entreprises, start-ups, ministère des Armées et Agence nationale de sécurité des systèmes d'information) ;
- la création du *Vulnerability Operation Center* dont l'objectif est de détecter les vulnérabilités par des scans réguliers et des audits sur tous types de SI ;
- la poursuite du déploiement et de l'évaluation, au sein des entités, d'un référentiel de sécurité basé sur les règles de l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information ;
- la publication périodique d'un tableau de bord à destination du Comex reflétant le niveau de cybersécurité du Groupe, également décliné par entité rattachée pour chacun des membres de Comex.

De plus des exercices de crise SI et cybersécurité sont régulièrement réalisés en vue d'éprouver les différents dispositifs mis en place.

4E – Atteinte à la sûreté hydraulique

Résumé : Les ouvrages hydroélectriques exploités par le Groupe présentent des risques aux conséquences potentiellement graves pour les populations, les biens et l'environnement, avec un impact financier et réputationnel pour le Groupe.

Criticité : ●● Intermédiaire

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

a) Risques principaux

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation.

b) Actions de maîtrise

La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 67 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des grands barrages, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les dix ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cet examen nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de Contrôle et de Sécurité des Ouvrages Hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (voir section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site Internet du Groupe.

4F – Risque de déséquilibre Offre/Demande au périmètre d'EDF

Résumé : Une moindre production du parc nucléaire conjuguée notamment avec un retour massif des clients des fournisseurs alternatifs vers EDF peut créer un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité du périmètre d'EDF qui pourrait se traduire par des besoins d'achats importants sur les marchés de gros. Une telle situation pourrait entraîner des conséquences financières pour le Groupe.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Contexte

Le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité au périmètre EDF pour l'hiver 22-23 et le suivant est plus important qu'à l'accoutumé en raison notamment d'une moindre disponibilité hivernale des centrales nucléaires d'EDF et du retour de nombreux clients des fournisseurs alternatifs vers EDF. Cette situation de moindre disponibilité résulte du cumul d'un programme industriel Grand Carénage chargé, avec des événements défavorables liés à la crise Covid en 2020 et du défaut de corrosion sous contrainte identifié. En cas de déficit de production, les prix de marchés élevés auraient pour conséquence de renchérir le coût du rachat par EDF de la production manquante. De surcroit, les prix de marché élevés poussent les clients particuliers à choisir le tarif régulé de vente.

Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation d'une partie des clients d'EDF, une telle situation pourrait principalement survenir pendant un épisode de grand froid, et serait aggravée, le cas échéant, en situation de faible vent affectant la production éolienne et la liquidité des marchés court-terme. Ce risque n'est donc pas anticipable au-delà de quelques jours, en fonction des prévisions météo.

b) Risques principaux

En cas de déséquilibre avéré, EDF peut être amené à acheter sur les marchés court-terme des volumes d'énergie très importants à des prix très élevés. La conséquence pour EDF est donc financière. Si la liquidité des marchés est insuffisante pour permettre à EDF de réaliser les achats nécessaires à son équilibrage, les risques financiers sont majorés car dépendants du prix de règlement des écarts d'équilibre, qui peuvent être bien plus élevés que les prix des marchés.

c) Actions de maîtrise

Dans le cadre de la préparation de l'hiver, EDF a mis en œuvre de nombreuses actions de prévention et de maîtrise de ce risque, en agissant tant sur la production que sur la demande.

Afin de maximiser la production disponible en hiver, EDF a notamment revu en profondeur le planning des arrêts de tranches nucléaires, en anticipant ou en retardant les arrêts pour libérer autant que possible les semaines de forte demande. Des dérogations de fonctionnement ont notamment été obtenues pour augmenter les limites autorisées de fonctionnement des tranches charbon de Cordemais.

Du côté de la demande, EDF a contractualisé des nouveaux volumes d'effacements avec ses clients, a mené des campagnes de communication en faveur de la sobriété énergétique, a relancé à la demande du Gouvernement l'option TEMPO du TRVE qui permet une moindre consommation les jours de forte tension de l'équilibre offre-demande.

Enfin, si le déséquilibre est tel que le système électrique français n'est plus en capacité de s'équilibrer, RTE devra mettre en œuvre les différents contrats et dispositifs de secours dont il dispose en temps réel (effacements contractualisés avec des grands consommateurs, abaissement temporaire du plan de tension du réseau électrique, délestages temporaires et ciblés).

La communication menée par les pouvoirs publics, RTE et EDF a eu des effets importants, puisqu'on observe une baisse sensible (environ -10 %) de la consommation française corrigée de l'aléa de température.

4G – Risque de *black-out*

Résumé : Un *black-out*, c'est-à-dire un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Le Groupe pourrait être confronté à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement l'ayant causé se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un tiers.

À la différence du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande, les causes potentielles d'un *black-out* résultent de phénomènes à dynamique rapide : rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade sur le réseau de transport, problèmes d'interconnexion. L'initiateur est généralement une panne importante d'un équipement essentiel de transport ou plus rarement de production, dans des circonstances particulières et aggravantes, qui génère par sollicitation des protections automatiques la mise hors service rapide d'une partie significative du système électrique.

De telles ruptures d'alimentation non prévisibles pourraient créer une grande désorganisation de tout ou partie du pays, pour une durée potentielle de plusieurs heures. Un black-out pourrait ainsi avoir un impact négatif sur la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes et sur sa situation financière.

b) Actions de maîtrise

La maîtrise de ce risque est au cœur de la mission de RTE, responsable 24H/24 du pilotage du système électrique français et de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France, en particulier en temps réel. Les moyens mis en œuvre par RTE s'inscrivent dans le cadre défini par les pouvoirs publics et dans le respect des politiques communes aux GRT européens et établies dans le cadre de l'ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

La contribution d'EDF à la maîtrise du risque, au-delà de ses obligations réglementaires et conformément au contrat de service public et à sa responsabilité de gestionnaire d'équilibre, réside dans son engagement :

- à répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves ;
- à contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau ;
- à garantir la conformité des performances de ses centrales et des automatismes associés aux normes et engagements contractualisés entre EDF et RTE.

4H - Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

Résumé : Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental (air, sols et eau).

Criticité : ● **Modérée**

a) Risques principaux

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent, pourront ou ont pu être à l'origine d'incidents ou d'accidents industriels donnant lieu à des impacts environnementaux (risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Par ailleurs, toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité et, plus généralement, les écosystèmes en particulier sur les thématiques de températures et prélèvement d'eau en lien avec le changement climatique, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance.

L'enjeu est d'autant plus important que la transition énergétique introduit de nouvelles exigences ou des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise de la pollution et d'impact sur l'ensemble du patrimoine environnement.

Les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où existent d'autres activités présentant le même type de risques. Des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe possède 40 installations classées Seveso au titre de la directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques.

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et l'environnement proche. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes en cas d'accident majeur, et le Groupe pourrait être dans l'incapacité dans la durée de maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ». Les risques spécifiques aux installations hydrauliques sont détaillés au 4E ci-dessus.

L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière ou juridique en lien avec le devoir de vigilance, sur le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe, et remettre en cause la capacité du Groupe à répondre aux enjeux RSE du Groupe sur la biodiversité (voir la section 3.2.1 « Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF »).

b) Actions de maîtrise

Les études de maîtrise de risques réalisées sur chaque site industriel intègrent les impacts potentiels sanitaires ou environnementaux : respect de la réglementation, surveillance, actions de prévention et de protection des sols, de l'eau, de l'air et des effets potentiels sur la santé. De plus, elles intègrent des mesures d'évitement en cas de situations accidentelles. À ce titre, le retour d'expérience de l'incendie survenu le 26 septembre 2019 à l'usine Lubrizol, classée Seveso, de Rouen a été intégré dans les analyses. Les sites Seveso français du Groupe mettent tous en œuvre les prescriptions réglementaires applicables à ce type d'installations. Ils ont, en outre, tous répondu aux demandes des préfets faisant suite à l'incendie de l'usine Lubrizol. Les arrêtés complémentaires post-Lubrizol relatif aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont d'application et donc intégrés sur outils industriels ICPE du Groupe.

Le réseau RIN au sein d'EDF (risques industriels et naturels) s'assure du suivi, de l'appropriation et de l'intégration des nouvelles exigences sur les sites.

Le Groupe s'engage, par ailleurs, en faveur de la biodiversité à travers ses enjeux de responsabilité sociétale d'entreprise relatifs à la préservation des ressources de la planète (voir la section 3.2 « Préservation des ressources de la planète »).

2.2.5 Risques spécifiques aux activités nucléaires

5A - Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

Résumé : Le Groupe pourrait ne pas atteindre les objectifs d'exploitation de ses parcs nucléaires, en termes de sûreté et de disponibilité notamment en cas de réparations ou modifications sur le parc nucléaire français à la suite de contrôle ou de détection de défauts. Il pourrait aussi ne pas poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne plus être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance en France comme au Royaume-Uni. Le Groupe pourrait, par ailleurs, ne pas réussir à maîtriser, en coûts et délais, ses opérations de mise à niveau du parc en exploitation (« Grand Carénage » en France) ce qui représente un risque majeur pour le Groupe.

Criticité : ●●● **Forte**

a) Contexte

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Le Groupe vise depuis plusieurs années à poursuivre l'exploitation de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans.

Le 15 décembre 2021, EDF a annoncé avoir détecté des phénomènes dits de « corrosion sous contrainte » à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS) dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Civaux. Des défauts similaires ont été détectés dans d'autres centrales. Le traitement de ces phénomènes peut engendrer des contrôles et des réparations conduisant à des arrêts non prévus et avoir un impact sur la production nucléaire.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales (VD) et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a élaboré un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 années calendaires pour les réacteurs avancés au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B. Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des réacteurs RAG a été allongée de 6 ans environ en moyenne. L'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). Les deux réacteurs de Dungeness B ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et ceux de Hinkley Point B en juillet et août 2022.

b) Risques principaux

Parc nucléaire en France

- La standardisation du parc a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou encore à un palier de réacteurs (voir section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).
- Le Groupe pourrait être confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses à effectuer sur l'ensemble ou sur une partie du parc. Des événements ayant un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production pourraient également survenir et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

En particulier, la détection d'indications (dites de « corrosion sous contrainte ») évoquées ci-dessus a entraîné la mise à l'arrêt de réacteurs du palier N4. Les contrôles préventifs réalisés ont fait apparaître des indications similaires sur d'autres réacteurs.

Les contrôles pourraient être encore étendus au sein du parc nucléaire, en étroite concertation avec l'ASN. Ils pourraient se traduire par de nouvelles investigations et entraîner des réparations potentiellement longues et coûteuses.

- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques décennaux, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France, mais également à l'international [(1)] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction, mais peuvent également conduire à devoir adopter, le cas échéant, des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.
- Dans sa décision du 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique, l'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour dix ans au-delà de ce quatrième réexamen périodique moyennant la mise en œuvre de dispositions complémentaires. Ces nouvelles demandes induisent une augmentation des investissements et une charge industrielle supplémentaire de l'ordre de 25 % par rapport au programme initial déjà très ambitieux, augmentant le risque sur la capacité à faire des industriels dans les délais prescrits.
- Conformément au Code de l'environnement, les dispositions proposées par EDF lors des réexamens au-delà de la 35e année de fonctionnement seront soumises, réacteur par réacteur, après enquête publique, à autorisation de l'ASN. Pour Tricastin 1, dont la VD4 (tête de série) s'est terminée par le recouplage le 23 décembre 2019, le rapport de conclusions de réexamen périodique (RCR) a été transmis en février 2020, et a fait l'objet d'une enquête publique du 13 janvier au 14 février 2022, après publication de l'avis ASN générique sur la VD4. L'avis ASN sur le RCR Tricastin 1 devrait être émis en 2023. À fin 2022, les VD4 des réacteurs de Tricastin 1, Tricastin 2, Tricastin 3, Bugey 2, Bugey 4, Bugey 5, Dampierre 1, Dampierre 2, Gravelines 1, Gravelines 3 sont terminées et la VD4 de Blayais 1 est en cours. Chacun des avis de l'ASN est susceptible de comporter des demandes spécifiques au site en complément des prescriptions de l'avis générique avec un impact sur la charge industrielle et les coûts.
- En 2016, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger de la position de l'ASN sur les dispositions proposées par EDF réacteur par réacteur après chaque visite décennale. Le risque que l'extension de la durée de fonctionnement de certains réacteurs de 900 MW ne soit pas autorisée ne peut être écarté, mais une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021.
- La poursuite d'exploitation des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est un objectif industriel du Groupe. En 2021, le Conseil d'administration a approuvé l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 1 300 MW (voir note 1.3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022). Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.
- Les aléas potentiels du Grand Carénage incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment. De plus, le Groupe pourrait ne pas obtenir de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escomptée. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Parc nucléaire au Royaume-Uni

- Au Royaume-Uni, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables et de la technologie des réacteurs RAG en particulier, EDF Energy pourrait ne pas obtenir de l'ONR les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (Sizewell B), ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.
- L'analyse en cours du vieillissement du graphite du réacteur RAG (réacteur avancé à gaz) peut entraîner une indisponibilité prolongée ou un arrêt anticipé des réacteurs. La fissuration du graphite soumis à irradiation doit être surveillée attentivement, avec des inspections réalisées régulièrement, et contrôlées par l'Office for Nuclear Regulation (ONR), pour garantir une connaissance suffisante du cœur afin de justifier la poursuite du fonctionnement. À la suite des décisions prises en août 2020 et novembre 2020, la centrale d'Hunterston B a été définitivement arrêtée en janvier 2022 et la centrale d'Hinkley Point B a été définitivement arrêtée en juillet 2022. À l'issue d'un réexamen des durées de vie des réacteurs RAG, réalisée en décembre 2021, les dates prévisionnelles d'arrêt définitif de Heysham 2 et Torness ont été avancées de 2030 à mars 2028.
- Si un risque d'arrêt prématuré devait également survenir pour les autres centrales RAG une stratégie de retrait accéléré du combustible serait alors mise en place. Si cette stratégie devait être adoptée, elle pourrait nécessiter un réexamen de la valeur des actifs.
- Compte tenu du vieillissement du parc britannique et des nombreuses difficultés techniques rencontrées le niveau futur de production des réacteurs RAG actuellement en service est très incertain.

Autres parcs nucléaires

- Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume-Uni, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs. Le Groupe est également exposé sur la valeur de ses actifs.

(1) Quatre réacteurs aux États-Unis ont obtenu une licence d'exploitation jusqu'à 80 ans. Pour six autres la demande de licence est en cours d'instruction : *The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years* (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

Autres risques

- Par ailleurs, il ne peut pas être exclu que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté.
- Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe, mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

c) Actions de maîtrise

Les plans d'actions de ce risque sont portés par l'ensemble des équipes opérationnelles d'ingénierie et d'exploitation du parc nucléaire notamment dans le cadre des projets Start 2025 et Grand Carénage (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »).

La vérification de sûreté effectuée lors des visites décennales permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte d'une part les meilleures pratiques internationales, et d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

L'augmentation du nombre de VD4 réalisées chaque année (1 en 2019, 1 en 2020 et 4 en 2021, 5 en 2022) et l'accroissement de la charge induite sur le tissu industriel fait l'objet d'une démarche associant les principaux fournisseurs du parc en exploitation pour disposer d'une vision pluriannuelle de la charge et permettre à l'ensemble de la filière nucléaire de prendre les dispositions (en termes de ressources, modalités contractuelles, standardisation…) permettant de sécuriser la réussite du programme industriel du parc en exploitation.

Le Groupe met en œuvre depuis décembre 2019 le plan Excell qui vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets et répondre aux besoins des parcs nucléaires existants en France et au Royaume-Uni (voir section 1.4.1.1.1 « Le plan excell »).

Concernant le phénomène de corrosion sous contrainte, sur les 16 réacteurs les plus sensibles au phénomène (réacteurs des paliers N4 et P' 4-1300), 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. EDF a engagé un plan de contrôles à l'échelle du parc nucléaire, avec l'objectif de les réaliser d'ici début 2025, à l'occasion d'arrêts programmés pour maintenance et renouvellement du combustible des réacteurs du parc. S'agissant des réacteurs du palier P' 4-1300, EDF a adapté sa stratégie de traitement pour l'ensemble du palier. Cette stratégie, présentée fin 2022 à l'ASN, vise à traiter la problématique CSC pour l'ensemble des réacteurs 1300-P' 4 d'ici la fin de l'année 2023. EDF envisage de procéder, pour ces réacteurs, au remplacement préventif complet des tuyauteries des lignes d'injection de sécurité dont les soudures pourraient être affectées par le phénomène de CSC.

Début 2023, dans le cadre du programme de contrôles et d'expertises engagé par EDF, un défaut a été détecté sur une soudure du circuit d'injection de sécurité du réacteur de Penly 1 qui présente la particularité d'avoir été doublement réparée lors du premier montage du circuit à la construction. EDF a proposé le 10 mars 2023 à l'ASN une évolution de sa stratégie de contrôles du phénomène de corrosion sous contrainte et accélère le contrôle des soudures concernées des systèmes RIS et RRA, afin de tenir compte des éléments identifiés sur la soudure réparée de Penly 1 [(1)].

L'ASN a pris acte de cette évolution de la stratégie et poursuit le dialogue technique avec EDF. À la date du 16 mars 2023 et sur la base de la stratégie de contrôle proposée par EDF, l'estimation de production nucléaire en France pour 2023 reste dans la fourchette 300-330 TWh.

Voir également en section 1.4.1.1.2.1 "Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires".

Au Royaume-Uni, la maîtrise du risque repose en outre sur :

- des interactions en cours avec le régulateur concernant les dossiers de sûreté relatifs à la durée de vie des installations, l'évaluation par le régulateur et les exigences associées aux autorisations ;
- le programme de management du graphite et de surveillance de son vieillissement sur le parc RAG, avec de fréquentes inspections graphite, en particulier sur Heysham 2 et Torness ;
- le programme d'exploitation à long terme de Sizewell B pour gérer la production du dossier de justification en appui à la décision relative au programme d'investissement requis pour la prolongation de la durée d'exploitation ;
- le réexamen, en tant que de besoin, de la durée de vie des réacteurs RAG et les actions de préparation du retrait du combustible en cas de fermeture anticipée ;
- des stratégies de surveillance et de maintenance préventives des installations pour permettre une prise en compte précoce des problèmes pouvant entraîner une perte de production.

5B - Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires, et sécurisation des engagements associés

Résumé : Les provisions constituées par le Groupe pour couvrir les charges liées aux opérations de démantèlement des installations nucléaires en France ainsi que pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, y compris les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction, sont exposés à des risques (techniques, de coût et de planning) susceptibles de les remettre en cause. Afin de maîtriser ces risques, EDF a mis en place une organisation dédiée pour porter les projets de démantèlement et de gestion des déchets, couverts par ces provisions. L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur le démantèlement des installations arrêtées ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets mis en place par EDF. Toutefois, plusieurs facteurs exogènes susceptibles d'impacter les charges de démantèlement et de gestion à long terme des déchets demeurent, notamment : le risque d'inflation, les incertitudes sur la fiscalité de CIGEO, les tensions sur le tissu industriel et les compétences, etc. Ces facteurs de risque pourraient avoir un impact défavorable sur les charges estimées, nécessitant de revoir à la hausse des provisions associées ainsi que les actifs dédiés destinés à les couvrir, avec un impact négatif sur le cash-flow, les résultats et les perspectives du Groupe. En outre, ces opérations doivent répondre à l'enjeu de la RSE relatif à la gestion des déchets et à l'économie circulaire.

Criticité : ●● Intermédiaire

a) Démantèlement des installations à l'arrêt définitif

En France, la loi (Code de l'environnement) impose à tout exploitant d'installations nucléaires de base d'évaluer, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations ainsi que les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, incluant les charges de transport hors site. La loi impose également de constituer des provisions correspondant à ces charges et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires, également appelés « actifs dédiés ». Cette obligation s'applique aussi bien aux installations déjà arrêtées, dès lors que leur démantèlement n'est pas achevé et leur déclassement prononcé par l'autorité, qu'aux installations actuellement en fonctionnement, dans la perspective de leur démantèlement futur.

Actuellement, les opérations de démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») concernent principalement des réacteurs qui ont été construits, exploitées puis définitivement arrêtés. Ces opérations portent sur quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteurs modérés au graphite et refroidis au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz A et Fessenheim).

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 16 mars 2023 « Point de précision sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur des portions de tuyauteries de circuits auxiliaires du circuit primaire principal de plusieurs réacteurs nucléaires ».

Au Royaume-Uni, les deux réacteurs de Dungeness ont été définitivement arrêtés en juin 2021, ceux de Hunterston B en novembre 2021 et ceux de Hinkley Point B en juin et août 2022. En vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le Nuclear Liabilities Fund (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »). En 2019, EDF Energy et le gouvernement britannique (BEIS) ont entamé des discussions en vue de préciser les conditions de mise en œuvre de ces accords, notamment la définition des coûts de démantèlement à recouvrer par EDF Energy auprès du Nuclear Liabilities Fund ainsi que les conditions d'exercice par les autorités britanniques de l'option qu'elles détiennent d'acquérir les centrales nucléaires à l'issue de la phase de déchargement du combustible. En juin 2021 un accord a été conclu avec le gouvernement, qui précise le rôle d'EDF Energy pour la phase d'évacuation du combustible, comment et quand les coûts seront recouvrés, et les conditions selon lesquelles les centrales seront transférées au gouvernement. Cet accord met à jour le Nuclear Liabilities Fund Agreement (NLFA).

Risques principaux

- Les opérations de démantèlement en cours en France constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience.
- Par construction, toute provision par rapport à une dépense future présente un risque, qui peut être lié notamment à des évolutions de contexte administratif, réglementaire, technique, économique etc.
- Ces incertitudes et aléas peuvent conduire à des révisions des montants provisionnés pour le démantèlement des installations et la gestion à long terme de leurs déchets.
- Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à une révision significative des montants provisionnés. Les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. Ainsi : Au Royaume-Uni, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible pour être couvertes par le NLF, soient justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut elles resteraient à la charge d'EDF Energy.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine et Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Actions de maîtrise

- Pour le démantèlement actuel et futur des installations nucléaires en France ainsi que la gestion à long terme des déchets, EDF a mis en place une organisation dédiée pour définir, en termes techniques, de coût et de délai, les projets couverts par les provisions prescrites par la loi.
- Le retour d'expérience acquis sur le démantèlement quasi-achevé du REP de Chooz A, ainsi que les éléments issus des études de Fessenheim et des premiers éléments de la préparation au démantèlement des réacteurs de ce site, permettent de rendre robustes autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs du démantèlement du parc nucléaire d'EDF actuellement en fonctionnement.
- Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes à l'établissement des provisions (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022). Ces éléments sont notamment exposés dans le rapport triennal, établi par EDF en application du Code de l'environnement, décrivant l'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi que son document d'actualisation annuel, sont soumis à l'évaluation de l'autorité compétente (DGEC).
- L'audit de 2020-2021 de la DGEC sur les installations arrêtées (hors REP) ainsi que l'inspection de l'ASN de 2021 sur le management des projets de démantèlement des réacteurs UNGG, ont conforté à la fois les scénarios étudiés et la pertinence de l'organisation et du management des projets de la DP2D, en concluant que *« le processus de chiffrage et de révision annuelle est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine. Les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité »*.
- La gouvernance en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires a été renforcée par l'élaboration d'une politique Groupe, validée par le Conseil d'administration du 30 juin 2021, et la création en 2021 d'une Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020.
- Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative (DGEC), qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.
- Au Royaume-Uni, le risque relatif au recouvrement des coûts de déconstruction a été significativement réduit par l'accord avec le gouvernement. Les actions de maîtrise de risque complémentaires sont :
  - le maintien de la qualité des relations avec le gouvernement et la NDA (Nuclear Decommissioning Authority) ;
  - le renforcement des dispositifs de surveillance et de conformité contractuelle, ainsi que du reporting et du management de la performance.

b) Gestion des déchets

En France, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant :

- l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite ;
- les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF ;
- les opérations de démantèlement des installations nucléaires que le Groupe exploite (voir en section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » – Le stockage des déchets ultimes conditionnés).

À ce titre, EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets (*cf.* cadre légal présenté au § a) ci-dessus). Pour chaque catégorie de déchets (haute, moyenne, faible ou très faible activité) une filière de gestion spécifique est identifiée.

La majeure partie de la provision pour la gestion à long terme des déchets concerne les déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL). Elle s'appuie sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute et moyenne activité à vie longue et sur les travaux menés en 2006 avec l'ANDRA, les pouvoirs publics et les autres producteurs de déchets radioactifs (voir note 15.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Le coût de référence du projet de stockage des déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL) permettant d'établir les provisions associées est défini par l'arrêté du 15 janvier 2016.

Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), dont le graphite des réacteurs UNGG, est également prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Le schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL est en cours de définition dans le cadre du PNGMDR (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Au Royaume-Uni, les accords conclus avec les autorités (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ») prévoient que la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs soient transférés au gouvernement britannique. L'accord supplémentaire conclu avec le gouvernement en 2021 clarifie les modalités de recouvrement des coûts associés à la gestion des déchets.

Risques principaux

- En tant qu'exploitant nucléaire, la responsabilité du Groupe est engagée pour assurer la sûreté de ses propres installations de traitement et d'entreposage de ses déchets.
- En tant que producteur de déchets radioactifs, la responsabilité du Groupe est engagée pour identifier les filières de gestion adaptées. Lorsque les filières sont exploitées (au sens exploitant nucléaire) par d'autres acteurs, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement dus à des non-conformités de ces déchets par rapport aux spécifications définies par les exploitants de ces installations.
- Une remise en cause des spécifications prises en hypothèse pour l'acceptation des déchets au stockage géologique pourrait conduire à réévaluer certains conditionnements et les hypothèses financières associées.
- Les réserves qui subsistent et l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique peuvent conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.

- Pour le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL (CIGEO), les risques de surcoût en phase de conception ainsi qu'en phase de réalisation restent présents. Par ailleurs, les orientations de la fiscalité de ce projet modifiées fin 2020 par amendement législatif (mise en place d'une taxe de stockage) sans en préciser les modalités d'application, continuent à faire peser un risque d'évolution à la hausse du niveau de fiscalité applicable. Tous ces éléments, ainsi que l'instruction qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création de ce stockage géologique, pourraient conduire à une révision à la hausse des provisions pour la gestion à long terme des déchets radioactifs.
- Une actualisation des provisions peut être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR relatives au stockage des déchets FAVL ou des résultats du cycle d'optimisation de fin d'APD de la conception du futur site de stockage géologique développé par l'ANDRA.
- Selon les accords de restructuration de British Energy, EDF Energy Nuclear Generation Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre de ces accords.
- La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Actions de maîtrise

- La stratégie de maîtrise consiste à développer et sécuriser des filières de traitement des déchets radioactifs afin de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires du Groupe. À cet effet l'organisation des filiales Cyclife a en particulier été consolidée afin de proposer une gamme de solutions adaptées de traitement des déchets.
- Pour CIGEO (le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL), la stratégie de maîtrise consiste à sécuriser le projet en proposant à l'ANDRA des optimisations techniques, et un appui à la stratégie de développement et à la réalisation du stockage, pour respecter le coût objectif de 25 milliards d'euros [(1)] (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). À cet effet une convention de coopération a été signée fin 2020 entre EDF et l'ANDRA.
- Pour le stockage des déchets graphites, le Groupe participe, en tant que producteur, aux différents groupes de travail relatifs à ce sujet. En outre EDF est engagé de façon très active dans le Comité d'orientation du PNGMDR.
- Au Royaume-Uni, des dispositions sont mises en place pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP :
  - EDF Energy met en œuvre des actions d'amélioration continue et de minimisation des quantités de combustible usé et de déchets générées, à travers ses politiques de sûreté et de développement durable ;
  - les dispositions pour la gestion du combustible usé des RAG ont été définies lors de la restructuration de British Energy. Le combustible usé des RAG est évacué sur le site de retraitement de Sellafield pour entreposage de long terme. EDF Energy finance cet entreposage (ainsi que le retraitement réalisé les années passées) ;
  - le combustible usé du REP de Sizewell B est entreposé sur site dans une installation dédiée d'entreposage à sec. Celle-ci assurera un entreposage sûr de tout le combustible usé produit pendant la durée de vie de Sizewell B. À l'issue de cet entreposage en surface de long terme, le combustible usé du REP de Sizewell B sera transféré dans le futur centre de stockage géologique britannique. Cette stratégie est approuvée par la NDA et est financée par le Nuclear Liabilities Fund.

c) Provisions et gestion des actifs dédiés

Contexte

La note 15.1.2.4 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2022 ainsi que les provisions correspondantes relatives :

- au démantèlement futur du parc nucléaire de production d'électricité en France et des installations actuellement arrêtées ;
- à la gestion des derniers cœurs de combustible ;
- à la gestion à long terme des déchets et à la reprise et au conditionnement des déchets présents dans les installations.

Cette note indique également les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions. L'ensemble de ces provisions représente plusieurs dizaines de milliards d'euros.

La note 17.1 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 présente les mêmes éléments pour Framatome et de Cyclife France (ex-SOCODEI) et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 15.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 présente la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) au 31 décembre 2022.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un Trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

- L'ensemble des aléas et incertitudes relatifs à ces provisions pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe (voir note 15.1.2 et 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022).
- En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs. Ceci aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [(2)], ou européennes, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.
- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes, les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation pourraient avoir un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF » pour une analyse de sensibilité). Ceci pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.
- La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Dispositifs de gouvernance

Afin d'assurer la maîtrise des provisions et de la gestion des actifs dédiés, le Groupe a mis en place des dispositifs de gouvernance spécifiques :

- la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

(1) Coût économique 2011 (voir note 28.2 de l'annexe des comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2022).

(2) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des Finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

5C - Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire

Résumé : En complément de la maîtrise de la performance industrielle, et compte tenu de la place de la production nucléaire dans le groupe EDF, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe. En raison de ses activités dans le nucléaire, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Contexte

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire, tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. Ce principe ainsi que celui du contrôle sont réaffirmés dans la politique Sûreté nucléaire du groupe EDF. L'exercice de cette responsabilité d'exploitant nucléaire relève de l'enjeu « sûreté nucléaire, santé, sécurité » de la RSE du Groupe (voir section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »). Cette responsabilité est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdélèguent vers les Directeurs d'Unités.

b) Risques principaux

Maîtrise de la sûreté nucléaire

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte de la conception par l'exploitant nucléaire et de l'exploitation par le concepteur est un élément de sûreté nucléaire. La non-maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures, voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement, voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur l'environnement d'un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

Responsabilité civile nucléaire

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits en section 2.1.3.7 « Assurances ». Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Dans les pays où le Groupe est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi pourraient être augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, en vigueur depuis le 1er janvier 2022, prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. Le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève en France à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire et à 80 millions d'euros en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et les assurances couvrant cette responsabilité pourraient ne pas toujours être disponibles ou être maintenues. Les couvertures assurantielles pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, sont décrites à la section 2.1.3.7 « Assurances ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.1.3.7 « Assurances »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

c) Actions de maîtrise

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, exploitant d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets, pour les parcs existants ou les installations en déconstruction. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable du bon exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales ; en outre chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [(1)], OSART de l'AIEA [(2)]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Regulation au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de Sûreté Nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3 « installations nucléaires et sûreté »).

(1) WANO : World Association of Nuclear Operators.
(2) OSART : Operational Safety Analysis Review Team ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

5D - Maîtrise du cycle du combustible

Résumé : En complément de la maîtrise de la sûreté nucléaire (risque 5C), de l'exploitation des installations nucléaires existantes (risque 5A) et des projets de nouveau nucléaire (risque 4A), le Groupe est exposé, dans les activités nucléaires, à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

Criticité : ●● **Intermédiaire**

a) Contexte

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustible et en opérations de retraitement du combustible usé.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Ces provisions représentent une dizaine de milliards d'euros.

La note 15.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et la note 15.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 indiquent la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2022 et d'autre part « les montants provisionnés en valeur actualisée ».

b) Risques principaux

Approvisionnement en combustible nucléaire

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs, notamment politiques et économiques, ne relevant pas du contrôle du Groupe : perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos....

Logistique du combustible nucléaire

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Les contraintes pesant sur le transport de matières nucléaires restent fortes notamment au regard de l'accroissement des exigences sécuritaires et réglementaires ; dans le droit fil de la gestion de la crise « gilets jaunes », la pandémie Covid-19 a été bien anticipée et n'a pas perturbé les transports, mais nous a rappelé que l'équilibre reste fragile.

Compte tenu de la saturation des piscines d'entreposage existantes et du risque d'impossibilité, à terme, de mise en œuvre d'un multi-recyclage dans ses réacteurs à eau sous pression de 3e génération ou d'un recyclage dans des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV » (abandon du projet de réacteur à neutrons rapides ASTRID), le cycle du combustible, pourrait être remis en cause. Cela aurait des conséquences tant en termes d'exploitation qu'en termes financiers.

Provisions pour la gestion du combustible usé

Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel avec Orano devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

Les contrats conclus, en France et à l'international, pourraient ne pas apporter une protection suffisante contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. À l'échéance de ces contrats, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

c) Actions de maîtrise

La stratégie de maîtrise du risque lié à l'approvisionnement consiste à sécuriser progressivement le portefeuille au moyen de contrats longs termes compétitifs et diversifiés respectant les objectifs de couverture des besoins présenté au Conseil d'administration. Les contrats à prix fixe sont privilégiés, ou avec une part limitée à prix de marché, ce dernier étant systématiquement encadré par des plafonds/planchers, afin de réduire l'exposition au marché.

Dans le domaine du transport, les actions de maîtrise mises en œuvre par EDF comprennent notamment le renforcement de l'imprédictibilité des transports et du lien avec les autorités (HFDS/IRSN/ASN), la prévention et la réduction des impacts potentiels sur le parc, ainsi que le développement de leviers alternatifs (Anticipation des livraisons, Transfert Inter Tranche…).

La maîtrise des capacités d'entreposage du combustible usé est primordiale pour préserver l'équilibre du cycle fermé. Une nouvelle d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité sera mise en service par EDF en 2034 sur le site de la Hague (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). Dans l'intervalle, Orano prévoit de densifier ses piscines existantes sur le site et développe une solution temporaire d'entreposage à sec de combustible usé.

Enfin, la stratégie d'EDF pour le cycle du combustible est de conserver la perspective à long terme d'un cycle fermé reposant sur des réacteurs GEN IV.

3 PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

ENJEUX ET ENGAGEMENTS DE RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE **134**

Les 16 enjeux RSE prioritaires 134

3.1 NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT **138**

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe 138

3.1.2 Adaptation au changement climatique 148

3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF 151

3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants 160

3.2 PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE **166**

3.2.1 Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF 166

3.2.2 Biodiversité et gestion responsable du foncier 170

3.2.3 Gestion intégrée et soutenable de l'eau 176

3.2.4 Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire 179

3.3 BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉS **185**

3.3.1 Sûreté, santé et sécurité de tous 185

3.3.2 Éthique, conformité et droits humains 191

3.3.3 Égalité, diversité et inclusion 199

3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale 209

3.4 DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE **213**

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes 213

3.4.2 Développement territorial responsable 217

3.4.3 Développement responsable des filières industrielles 227

3.4.4 Numérique responsable 230

3.5 GOUVERNANCE DE LA RSE **232**

3.5.1 Politiques Groupe 232

3.5.2 Instances de gouvernance de la RSE 232

3.5.3 Dialogue social 233

3.5.4 Leviers de transformation 235

3.6 MÉTHODOLOGIE **239**

3.6.1 Principes 239

3.6.2 Périmètres 2022 239

3.6.3 Précisions sur les informations RSE 239

3.7 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE **246**

3.8 ANNEXES ET RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT **247**

3.8.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU 247

3.8.2 Redevabilité au regard des recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement Net Zero des organisations non étatiques (UN HLEG) 248

3.8.3 Conformité aux meilleurs standards internationaux 249

3.8.4 Précisions sur la taxonomie 250

3.8.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière 273

3.9 PLAN DE VIGILANCE **277**

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance 277

3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes 279

3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance 279

3.9.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe 280

3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2022 281

3.9.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation 282

3.9.7 Système d'alerte du Groupe 292

3.9.8 Dispositifs de suivi 292

Enjeux et engagements de responsabilité sociétale

En cohérence avec la raison d'être d'EDF, sa stratégie, son modèle d'affaires et les facteurs de risques associés [1], le chapitre 3 détaille les enjeux, engagements, politiques, actions et résultats du groupe EDF en matière de performance extra-financière.

Les 16 enjeux RSE prioritaires

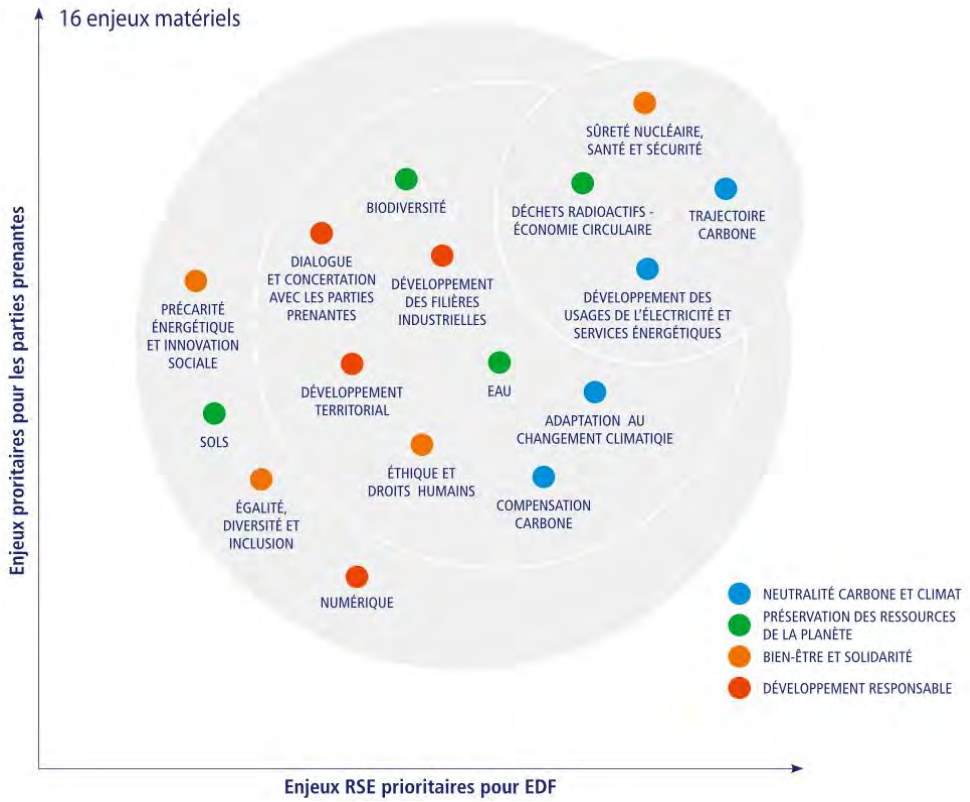
Les enjeux RSE prioritaires du groupe EDF fondent l'action que, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, il mène en matière de performance ESG [2]. Il s'agit de sujets de durabilité à enjeu, c'est-à-dire présentant des risques et/ou des opportunités pour le Groupe et ses parties prenantes. Pour les cartographier, EDF s'appuie depuis sept ans sur une analyse de matérialité. Cette analyse permet d'identifier, sélectionner et hiérarchiser les principaux enjeux de durabilité, par le croisement du point de vue des parties prenantes externes (clients, investisseurs, agences de notation extra-financière, pouvoirs publics, etc.) avec celui du Groupe.

Face aux évolutions de contexte, la première analyse de double matérialité a été réalisée en 2014, puis révisée en 2018. L'analyse a été réalisée avec l'appui d'un cabinet d'expertise et adossée aux standards internationaux sur la base d'études documentaires, d'entretiens et d'ateliers conduits auprès d'une centaine de personnes représentatives de la cartographie des parties prenantes du Groupe [3]. Les parties prenantes externes comptaient des personnalités qualifiées reconnues à l'échelle internationale aussi bien que des représentants des principales parties prenantes du Groupe (autorités, administrations, actionnaires, banques, clients, partenaires, sous-traitants, fournisseurs, ONG, etc.). À l'interne, des membres du Comité exécutif ont été associés au processus d'élaboration, ainsi que des cadres dirigeants et managers issus des principales directions et filiales du Groupe. Les conclusions ont été validées par le Directeur Exécutif en charge de l'Innovation, la Responsabilité d'Entreprise et la Stratégie. En 2019, le Conseil Développement Durable [4], s'est réuni sur le thème de l'analyse de matérialité du Groupe et, au vu des meilleures pratiques de place, a proposé une réduction du nombre d'enjeux.

Le 7 mai 2020, EDF a formulé sa raison d'être, adoptée par l'Assemblée générale à 99,99 %, et portée dans les statuts de l'entreprise : « construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Plus de 4 000 salariés [5] ont contribué à son élaboration. En accord avec le Conseil Développement Durable d'EDF, les 16 sujets RSE à enjeux sont hiérarchisés et regroupés en quatre enjeux clés, en miroir des quatre enjeux sur lesquels repose la raison d'être d'EDF :

Neutralité carbone et climat
Préservation des ressources de la planète
Bien-être et solidarité
Développement responsable

La matrice de double matérialité du groupe EDF reste inchangée depuis 2020, la formalisation des enjeux RSE prioritaires étant cartographiée comme suit :



(1) Concernant la raison d'être d'EDF : voir l'introduction de l'URD ; concernant la stratégie du groupe EDF, voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ; concernant le modèle d'affaires du groupe EDF : voir la section 1.1 et la section 1.4 ; concernant les facteurs de risques du groupe EDF : voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

(2) Mesurer la performance ESG d'une entreprise consiste à évaluer son degré de prise en compte, dans sa stratégie et sa gestion, des impacts Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). Elle se fonde sur des critères environnementaux, sociaux et de gouvernance qui structurent l'analyse de la performance extra-financière de l'entreprise.

(3) Pour un développement détaillé des diverses étapes méthodologiques de son élaboration, voir la section 3.6 « Méthodologie ».

(4) Devenu en 2021 Conseil des Parties Prenantes du groupe EDF ; voir la section 3.4.1.1.1 « EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes ». La matrice de matérialité est restée stable en 2021.

(5) Au travers des dialogues « Parlons énergie », voir la section 3.4.1.1.2 « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe ».

Focus sur la mobilisation du Groupe face à la crise énergétique

La reprise mondiale post-Covid-19 et les tensions géopolitiques liées à l'invasion russe de l'Ukraine ont conduit à une flambée des cours du pétrole, du gaz et de l'électricité. En parallèle, la disponibilité du parc nucléaire d'EDF est impactée depuis plusieurs mois par la découverte d'indications de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs. Par ailleurs, la sécheresse de 2022 a conduit à une hydraulicité historiquement faible pour les barrages d'EDF.

Dans ce contexte, l'entreprise est restée mobilisée pour assurer l'approvisionnement en électricité de ses clients au cours de l'hiver 2022. Pour assurer la meilleure disponibilité de son parc production, le Groupe a activé tous les leviers dont il dispose, à commencer par la maintenance de l'ensemble de ses installations (nucléaires, hydrauliques, thermiques, éoliennes et solaires) qui a été anticipée et programmée autant que possible avant et après l'hiver.

En outre :

- des économies de combustible ont été réalisées sur 4 réacteurs nucléaires et la programmation d'opérations de maintenance a été modifiée pour 15 arrêts de réacteurs programmés afin de les maintenir en production cet hiver ;
- les réserves d'eau des barrages hydrauliques ont été gérées avec la plus grande précaution ;
- les stocks de combustibles thermiques (charbon, fioul, gaz) ont été gérés de façon optimale ;
- le stock de pièces de rechange des installations éoliennes et solaires a été augmenté.

En parallèle, EDF a renforcé son action en faveur de la maîtrise des consommations :

- en renforçant l'accompagnement de ses clients dans la maîtrise de leurs consommations d'électricité et/ou de gaz à travers notamment l'option Tempo du Tarif réglementé de vente (TRV) [1], mise en avant, à la demande de l'État, auprès des consommateurs éligibles, mais aussi au travers de la valorisation des capacités d'effacement de ses clients (industriels…) et des campagnes de sensibilisation et de communication lancées dès l'automne 2022 ;
- en déployant un plan sobriété énergétique interne le 29 août 2022, EDF vise une réduction de 10 % des consommations clés de l'entreprise, grâce à des mesures volontaristes, et à la mobilisation des salariés. Ce plan amplifie et complète les engagements pris par l'entreprise depuis plusieurs années. Pour faire face à la crise, il propose de nouvelles mesures et encourage les « éco-gestes » au quotidien en faveur des économies d'énergie, à travers trois leviers principaux : les espaces de travail, les usages numériques et la poursuite des actions d'optimisation des déplacements. Pour le détail de ce plan, voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

Focus sur les enjeux nucléaires

Plusieurs des enjeux les plus matériels du Groupe ont trait au nucléaire, à l'optimisation de ses impacts positifs et à la réduction de ses impacts négatifs. Ci-dessous figurent quelques éléments significatifs, par ailleurs développés dans le cœur de la DPEF :

	2020	2021	2022	§ DPEF
Contribution à l'atténuation du changement climatique				
Études ACV des activités de production nucléaire *(en gCO_2/kWh)*	-	-	4	3.1.1.2.13.3
Adaptation des installations nucléaires				
Démarche ADAPT et plan d'action CEMA : taux de « monographies » territoriales réalisées (cible 100 % en 2025)	-	-	8	3.1.2.5
Sûreté nucléaire				
Événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES* *(en nb)*	1	1	0	3.3.1.1
Déchets radioactifs solides				
France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue *(en m^3)*	283	287	225	3.2.4.1
Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués *(en m^3)*	352	471	498	3.2.4.1

* *International Nuclear Event Scale.*

Les 16 engagements RSE du Groupe

Pour chacun des 16 enjeux RSE, le Groupe a formulé un engagement RSE correspondant. Il est déployé sous forme de politiques et d'actions opérationnelles visant, d'un point de vue environnemental, social et sociétal, à minimiser les impacts négatifs et à maximiser les impacts positifs de chacun des enjeux.

La cartographie suivante liste ces 16 engagements RSE. Elle indique, pour chacun d'entre eux, les risques de durabilité tels qu'issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe, sa contribution aux Objectifs de Développement Durable de l'ONU, et la mesure de performance associée [2].

La performance extra-financière du Groupe est une composante de la performance du Groupe. Elle est au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

Pour une transition énergétique juste et inclusive

La raison d'être d'EDF repose sur quatre enjeux clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive. En 2021, après avoir fait valider ses principes d'action transition juste en Comité Stratégique RSE (Comité du Comex) et en Comité Responsabilité d'entreprise (Comité du Conseil d'administration), EDF les a publiés sous forme d'un rapport en amont du COP26. En 2022, ce rapport a été mise à jour à l'occasion de la COP27. Pour un développement détaillé, voir la publication « Transition énergétique juste et inclusive, de la stratégie à l'action » publié sur le site edf.fr [3].

(1) Voir la section 1.4.2.1.2 « Les contrats aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'électricité ».
(2) Pour la méthodologie associée à ces indicateurs, voir la section 3.6 « Méthodologie ».
(3) www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rse/transition-juste/edfgroup_rse_transition-juste-et-inclusive_principes_vf.pdf

Méthodologie et lien avec d'autres documents publics

La méthodologie des indicateurs cités dans la déclaration de performance extra-financière (DPEF) est précisée en section 3.6 « Méthodologie ».

Le « Pack ESG », document public primé aux *Finance Transformation Awards*, détaille et regroupe l'ensemble des indicateurs de durabilité du groupe EDF[1]. Le rapport « Impact » [2] du groupe EDF est un document public inspiré des lignes directrices de l'*Impact Management Project* (IMP). Il montre comment le Groupe vise à maximiser ses impacts positifs au service de la transition énergétique et à minimiser ses impacts négatifs.

Risques extra-financiers majeurs issus de la cartographie des risques Groupe	Engagements RSE	Contribution aux ODD
NEUTRALITÉ CARBONE ET CLIMAT		
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Trajectoire carbone ambitieuse	1, 13
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques de transition (3B)	Solutions de Compensation carbone	7, 13
Capacité d'adaptation au changement climatique - Risques physiques (3B)	Adaptation au changement climatique	7, 13
Capacité de transformation face aux ruptures - Transformation à l'aval (3A)	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	1, 8
PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE		
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4H)	Biodiversité	4, 12, 14, 15
Risques liés à la maîtrise des grands projets - Risque de conflit d'usage dans l'utilisation du foncier (4A) / Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité - Risque de pollution des sols (4H)	Gestion responsable du foncier	12, 15
Risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité - Risque de pollution de l'eau (4H) / Risque d'adaptation au changement climatique - Risque de conflit usage (3B)	Gestion intégrée et durable de l'eau	6, 7, 9, 12, 13, 14
Risques liés à la maîtrise des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires (5B)	Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	7, 9, 12, 15
BIEN-ÊTRE ET SOLIDARITÉS		
Risque d'atteinte à la sureté nucléaire en exploitation (5C) / Risque d'atteinte à la sûreté hydraulique (4E) / Risque d'atteinte à la sécurité ou à la santé au travail - Salariés et prestataires (4C)	Sûreté, santé et sécurité de tous	3, 7, 12
Risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (1D) / Risques liés au devoir de vigilance : risques liés aux chaînes d'approvisionnement (4B) et à la maîtrise des grands projets (4A)	Éthique, conformité et droits humains	4, 10, 12, 16
Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - Action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C)	Égalité, diversité et inclusion	1, 5
Risque de compensation insuffisante des missions d'intérêt général (1A)	Précarité énergétique et innovation sociale	1, 7
DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE		
Risques liés à la maîtrise des grands projets - Dimension concertation parties prenantes et acceptabilité (4A)	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	12, 16
Risques liés à la continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles - Démarche achat responsable (4B) / Risque de maîtrise des grands projet - Développement territorial des projets (4A)	Développement territorial responsable	6, 7, 8, 9, 10, 12
Risque de maîtrise des grands projet (4A) - Risque lié à l'adaptation des compétences des salariés - action de professionnalisation et démarche d'employeur inclusif (3C) - Risques liés aux compétences de la filière nucléaire et actions de renforcement associées (3C)	Développement des filières industrielles	4, 9
Risque lié aux atteintes du patrimoine, notamment attaques cyber (4D)	Numérique responsable	12, 13

** Donnée calculée en 2021 pour EDF et Dalkia, sur un périmètre de services plus restreint*
*** Indicateur calculé à partir d'une moyenne sur les cinq dernières années*
√ Valeur 2022 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés

(1) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg
(2) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/2021/impact/edfgroup_impact2021-rapport_vf.pdf

Politique, actions, résultats	Indicateur-clé de performance	Périmètre	Unité	Objectif	2020	2021	2022
Section 3.1.1	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur √	Groupe	gCO_2/kWh	35 en 2030	51	48	**50**
Section 3.1.1.6	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Groupe	%	100 en 2023	-	50	**50**
Section 3.1.2	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Groupe	%	100 en 2022	-	47	**100**
Section 3.1.4	Emissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Groupe	Mt	> 30 en 2030	-	4,4*	**11,4**
Section 3.2.2	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Groupe	%	100 en 2023	44	67	**89**
Section 3.2.2	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Groupe	%	100 en 2026	-	20	**40**
Section 3.2.3	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc √	Groupe	l/kWh	< 0,95**	0,87	0,86	**0,83**
Section 3.2.4	Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Groupe	%	> 90	91,9	92,7	**88,4**
Section 3.3.1	LTIR Global	Groupe	Ind	< 1,8 en 2023	1,9	2,1	**1,9**
Section 3.3.2	Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement	Groupe	%	100	-	-	**100**
Section 3.3.3	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe	Groupe	%	33 en 2026	28,7	29,8	**30,8**
Section 3.3.4	Actions de conseils effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie	EDF	Nb	600 000 à 1 000 000	905 017	642 482	**476 638**
Section 3.4.1	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Groupe	%	100	-	100	**100**
Section 3.4.2	Taux annuel d'achats à des PME en France	EDF et Enedis	%	22 à 26	23,4	24,9	**23,2**
Section 3.4.3	Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)	EDF	%	100 en 2023	-	28,6	**71,4**
Section 3.4.4	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	EDF	%	100 en 2024	-	18,8	**52,5**

3.1 Neutralité carbone et climat

La mobilisation du Groupe et sa redevabilité sur ses engagements de réduction d'émissions de CO_2

Dans le premier volet de son 6e rapport d'évaluation paru en août 2021 [1], le groupe d'experts intergouvernementaux sur le changement climatique (GIEC) a établi que le réchauffement de l'atmosphère, de l'océan et des terres émergées observé depuis 1750 est causé « sans équivoque » par les activités humaines. Confirmant les conclusions du rapport spécial 1,5 °C [2] de 2018, le GIEC appelle à réduire rapidement, durablement et de manière forte, les émissions de CO_2 ainsi que les autres gaz à effet de serre et à atteindre des émissions nettes nulles de CO_2 anthropique afin de stabiliser l'augmentation de la température mondiale induite par l'homme.

Le groupe EDF s'engage et entend prendre toute sa place dans la lutte contre le dérèglement climatique. Il a aligné ses ambitions sur l'Accord de Paris pour le climat dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel.

La trajectoire de réduction d'émissions de CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets.* Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD) [3].

La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de contribution aux puits de carbone, l'adaptation au changement climatique et le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants. Ces engagements, associés au renforcement de la gouvernance climatique du groupe, forment le plan de transition climatique du groupe EDF qui a été adopté lors de l'Assemblée générale des actionnaires de mai 2022 par une majorité de 99,87 % des voix.

Le groupe EDF s'inscrit dans une démarche de redevabilité axée sur les 10 recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement *net zero* des organisations non étatiques (UN HLEG) [4] .

(1) Changement climatique 2021 : les éléments scientifiques. Contribution du Groupe de travail I au sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, août 2021.
(2) Impacts du réchauffement planétaire de + 1,5°C et trajectoires d'émissions mondiales de gaz à effet serre associées – rapport spécial du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, octobre 2018.
(3) Voir aussi le communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.
(4) Report from the United Nations High-level Expert Group on the net zero emissions commitments of non-state entities, integrity matters : net zero commitments by businesses, financial institutions, cities and regions (2022) : un.org/sites/un2.un.org/files/high-level_expert_group_n7b.pdf

50 gCO_2/kWh	**50 %**	**100 %**	**11,4 Mt**
INTENSITÉ CARBONE	TAUX DE DÉPLOIEMENT DU GUIDE DE CADRAGE SUR LES SOLUTIONS DE COMPENSATION CARBONE	TAUX DE DÉPLOIEMENT DES PLANS D'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE	ÉMISSIONS DE CO_2 ÉVITÉES

3.1.1 Trajectoire carbone du Groupe

EDF, premier producteur mondial d'électricité produite sans émission directe de CO_2

Les technologies de production d'électricité peuvent être classées en deux catégories selon le GIEC :

- les technologies dites décarbonées, c'est-à-dire sans émission directe [1] de CO_2 (comme l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien et le solaire) ; et
- les technologies dites carbonées, c'est-à-dire basées sur des combustibles fossiles (comme le gaz ou le charbon) sans dispositif de captage et de séquestration du carbone et générant donc des émissions directes de CO_2.

Selon le dernier classement annuel de ENERDATA [2], et du fait notamment de l'importance de son parc de production nucléaire et hydraulique, le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 avec, en 2021, 476 TWh d'électricité sans émission directe de CO_2.

3.1.1.1 Politique du Groupe

En accord avec sa raison d'être visant à construire un avenir énergétique neutre en CO_2, le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre la neutralité carbone sur l'ensemble de ses activités d'ici 2050.

Cet objectif couvre les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) [3] et sur l'ensemble des régions géographiques [4].

Neutralité carbone à 2050	Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050
	Réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales
	Mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon

(1) Cela n'inclut pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.
(2) Il s'agit du *benchmark* annuel des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/
(3) Pour la définition des 3 scopes, voir section 3.6.3.5 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».
(4) Pour les précisions sur le périmètre retenu, voir la section méthodologique 3.6.3.5 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».

Initiatives

Business Ambition for 1.5 degrees	En février 2020, le groupe EDF a rejoint l'initiative « *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* » lancée par le Pacte Mondial des Nations Unies, *We Mean Business and Science Based Target Initiative*. Cette coalition regroupe aujourd'hui plus de 300 entreprises qui s'engagent à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 afin de limiter l'augmentation de la température mondiale à 1,5 °C par rapport à la période préindustrielle.
Race To Zero	Par cet engagement, le groupe EDF s'inscrit également dans l'initiative « *Race To Zero* » des Nations Unies et intègre la « *Climate Ambition Alliance* » [1] aux côtés de plus de 120 pays, 450 villes, 45 investisseurs et 1 000 entreprises.

3.1.1.1.1 Des objectifs 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire « *Well Below 2 °C* » par l'initiative *Science Based Targets* [2] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment publiée [3].

Ainsi le groupe EDF a défini les objectifs 2030 suivants :

Objectifs SBTi à 2030 [4]	Réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals.
	Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals (scope 3).

Objectifs complémentaires à 2030 [5]	25 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2030.
	35 gCO_2/kWh pour l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le Groupe en 2030.
	Réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

En conformité avec les recommandations du Groupe d'Experts de Haut Niveau mis en place par les Nations unies et avec la méthodologie SBTi, ces objectifs « court terme » s'entendent en dehors de tout recours à la compensation carbone volontaire ou à la séquestration carbone.

3.1.1.1.2 Une trajectoire et des objectifs intermédiaires à 2023

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023 qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

Objectifs intermédiaires à 2023 [6]	28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023
	Réduction de 23 % comparé à 2017 des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals.
	Réduction de 10 % comparé à 2019 des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % comparé à 2019 de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

3.1.1.1.3 Des objectifs en ligne avec la stratégie SNBC

La Stratégie Nationale Bas carbone (SNBC) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Introduite par la Loi de transition énergetique pour la croissance verte (LTECV) de 2015, la SNBC fait l'objet d'un cycle de révision tous les 5 ans. Elle a été révisée en 2020, la prochaine SNBC devra être finalisée d'ici la fin 2024. La SNBC vise l'atteinte de la neutralité carbone au niveau national en 2050.

Cette section présente une analyse synthétique de la trajectoire carbone du groupe EDF au regard de la SNBC. La trajectoire de réduction des émissions directes d'EDF s'inscrit pleinement dans les objectifs de la SNBC.

Indicateur	Objectif 2023 de réduction d'émission vs/2015	Objectif 2030 de réduction d'émission vs/2015	Objectif 2050 de réduction d'émission vs 2015
Objectif SNBC – France hors UTCATF*	- 13 %	- 32 %	- 86 %
Objectif SNBC – Industries de l'énergie	- 23 %	- 34 %	- 96 %
Scénario SNBC – Production d'électricité	- 32 %	- 37 %	- 100 %
Projection d'évolution des émissions directes du groupe EDF au périmètre France	- 34 %	- 45 %	- 100 % (« émissions quasi nulles »)

* *UTCATF : Utilisation des terres, changements d'affection des terres et foresterie.*

(1) Alliance créée en septembre 2019 lors du sommet pour l'Action Climatique du Secrétariat Général des Nations Unies par le Président du Chili Sebastián Piñera.
(2) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.
(3) *Setting 1,5 °C aligned science-based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.
(4) Pour les détails méthodologiques, voir la section 3.6.3.5 « Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF ».
(5) Id.
(6) Id.

3.1.1.2 Les résultats du Groupe

Les résultats du Groupe en matière climatique ont été obtenus en 2022 dans un contexte marqué par la guerre en Ukraine, les menaces sur l'alimentation en gaz et en pétrole, la crise dite CSC (corrosion sous contrainte) qui pénalise lourdement la production nucléaire, les canicules à répétition et leurs conséquences sur la production.

3.1.1.2.1 La performance carbone au service du climat

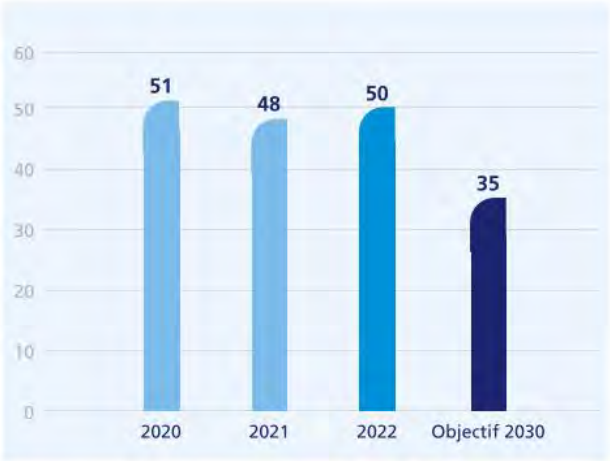
3.1.1.2.1.1 L'intensité carbone

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'intensité carbone du Groupe constitue l'indicateur clé de performance du Groupe s'agissant de sa trajectoire carbone.

L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produite par le groupe EDF est environ cinq fois inférieure à la moyenne européenne (275 gCO_2/kWh[1]) et plus de neuf fois inférieure à la moyenne mondiale (437 gCO_2/kWh[2])

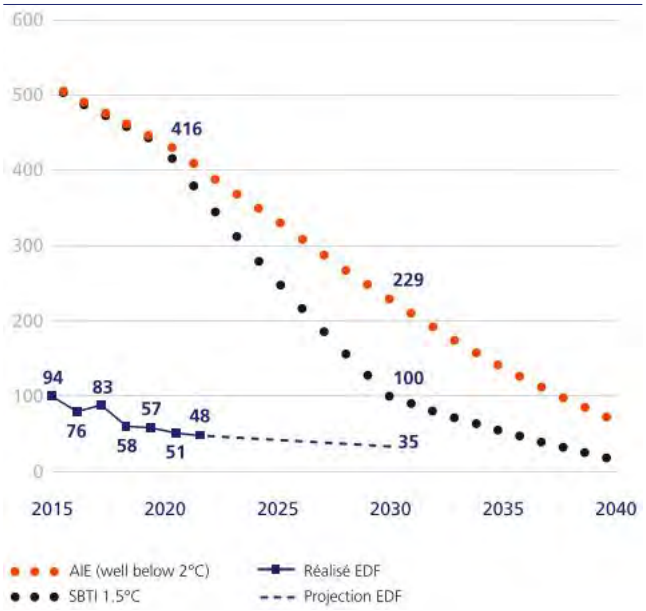
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur (en gCO_2/kWh) √



√ Valeur 2022 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

(1) Valeur 2021, EU-27, Agence Européenne de l'Environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country*, Oct. 2022.
(2) Valeur 2021, Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2022.

Trajectoire CO_2 en gCO_2/KWh du groupe EDF



L'intensité carbone du groupe EDF est en légère augmentation en 2022 (+ 5 % vs 2021). Cette augmentation ne résulte pas d'une augmentation des émissions de CO_2 du Groupe (qui sont en baisse de 13 % vs 2021, en ligne avec la trajectoire carbone du Groupe) mais de la baisse conjoncturelle de la production d'électricité décarbonée (*i.e.* sans émission directe de CO_2) du parc nucléaire EDF en 2021. Cette baisse de production du parc nucléaire EDF s'explique principalement par les arrêts de tranches liés aux contrôles de détection et aux réparations de la corrosion sous contrainte.

Cette vitesse de réduction de l'intensité carbone du groupe est ambitieuse. En effet, si elle était prolongée au-delà de 2030, elle aboutirait à des émissions de CO_2 théoriques nulles à l'horizon 2040, c'est-à-dire une production d'électricité et de chaleur sans émission directe de CO_2.

Comme le montre le graphique ci-contre, la trajectoire de réduction de l'intensité carbone du groupe EDF s'inscrit complètement dans le scénario 1,5 °C issu des travaux des GIEC, scénario qui repose sur une intensité carbone moyenne pour le secteur électrique de 100 gCO_2/kWh en 2030.

Le groupe EDF a engagé des discussions avec SBTi pour faire reconnaître sa trajectoire alignée avec l'objectif de 1,5 °C. Cependant la méthodologie sectorielle utilisée par SBTi, qui revient à fixer une cible de réduction en intensité carbone identique pour tous les électriciens (environ - 77 % entre 2017 et 2030) quelle que soit leur intensité carbone initiale, pénalise les acteurs déjà bien avancés dans leur décarbonation [1]. Des réflexions sont en cours, au sein de SBTi mais aussi plus largement dans le cadre de l'application de la directive européenne CSRD, pour définir des méthodologies d'alignement plus robustes et valorisant les entreprises déjà décarbonées.

(1) Ce point est d'ailleurs reconnu par la TCFD (TCFD, « *Measuring Portfolio Alignement* », Oct. 2021) et le GFANZ (GFANZ, « *Measuring Portfolio Alignment* », août 2022) qui déconseillent explicitement cette approche dite de contraction uniforme pour apprécier l'alignement des portefeuilles investisseurs.

3.1.1.2.1.2 Émissions évitées de la production d'électricité

En prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse), et en prenant en compte les émissions directes et indirectes de la production d'électricité, la production d'électricité du groupe EDF en 2022 à l'échelle mondiale a permis d'éviter 102 $MtCO_2$.

3.1.1.2.1.3 Focus ACV du Nucléaire

Une Analyse du Cycle de Vie (ACV) du kWh d'électricité nucléaire produit en France a été menée par la R&D d'EDF sur la base des données 2019 [(1)]. Publiée en 2022, elle a suivi strictement les normes ISO 14040 et ISO 14044 et a fait l'objet d'une revue critique par un panel d'experts indépendants.

L'ACV évalue les impacts potentiels du parc nucléaire en exploitation sur l'environnement. La méthode repose sur l'inventaire des flux de matière et d'énergie pour les différentes phases du cycle de vie du produit, de l'extraction des matières premières jusqu'à la gestion des déchets.

La démarche s'appuie sur un inventaire exhaustif des différentes étapes de la production du kWh à partir du parc nucléaire français d'EDF. Elle couvre l'ensemble des étapes du cycle de vie du kWh nucléaire EDF :

- l'extraction du minerai d'uranium et son traitement ;
- la conversion, l'enrichissement, la fabrication du combustible ;
- la production d'électricité (comprenant les étapes de construction, d'exploitation et de déconstruction des centrales nucléaires) ;
- le traitement du combustible usé ;
- le stockage de tous les déchets radioactifs TFA, FA-MA et HA/MA-VL [(2)].

L'étude s'inscrit dans un objectif de management environnemental. Elle vise une meilleure compréhension des contributions à chaque étape du process. Elle permet d'identifier les meilleures actions d'amélioration environnementale à initier sur la chaîne de valeur. L'étude montre que le kWh nucléaire du parc en exploitation d'EDF sur le sol français émet 4 grammes de CO_2e.

3.1.1.2.2 La performance climat au service de la performance intégrée

EDF défend une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par le rapprochement des indicateurs financiers et RSE.

Émissions ramenées au chiffre d'affaires

EDF considère que cet indicateur ne reflète correctement la performance intégrée qu'à la condition de prendre en compte toutes les émissions directes et indirectes (scope 1,2,3). En deux ans ce ratio a diminué de 57 %. En 2022, il s'établit à 837 tCO_2e par million d'euros de chiffre d'affaires.

Émissions/CA	Unité	2020	2021	2022
Scopes 1,2,3	tCO_2e	134 661 021	129 474 942	120 123 567
Chiffre d'affaires du Groupe	M€	69 031	84 461	143 476
Scopes 1,2,3/Chiffre d'affaires du Groupe	tCO_2e/M€	1 951	1 533	837

3.1.1.2.3 Synthèse du bilan gaz à effet de serre (GES) du Groupe

Le tableau suivant présente l'évolution du bilan GES du Groupe pour les années 2020 à 2022.

Bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF (en $MtCO_2$e)	2020	2021	2022
Émissions du scope 1	28	27	24
Émissions du scope 2	0,3	0,3	0,4
Émissions du scope 3	107	102	96

Le tableau suivant présente les 3 postes du scope 3 les plus significatifs :

Postes significatifs du scope 3 (en $MtCO_2$e)	2020	2021	2022
Émissions liées aux achats d'électricité pour revente aux clients finals (hors émissions amont)	18	17	18
Émissions liées à la combustion du gaz vendu aux clients finals (utilisation des produits vendus)	50	45	41
Émissions des scopes 1 et 2 des actifs mis en équivalence (investissements)	10	10	8

Le bilan GES détaillé du groupe EDF est publié sur le site edf.fr [(3)].

L'empreinte carbone du groupe EDF (ensemble des scopes cumulés) continue de diminuer en 2022, avec une réduction de plus de 9 $MtCO_2$e, soit environ 7 % de baisse par rapport à 2021.

- La baisse des émissions directes du groupe EDF (scope 1) est encore plus rapide, avec une baisse de 13 % par rapport à 2021, soit 3 $MtCO_2$e de réduction. L'objectif initial d'émissions directes du Groupe comprises entre 28 à 30 $MtCO_2$e à l'horizon 2023 est donc atteint avec deux années d'anticipation. Le Groupe a d'ores et déjà engagé une réflexion en vue de revoir sa trajectoire d'émissions à 2030.
- La baisse des émissions indirectes du groupe EDF (scope 3) se poursuit en 2022 (- 6 % par rapport à 2021). Cette baisse résulte notamment de la stratégie de réduction des émissions mise en œuvre par le Groupe en Amérique du Nord sur ses activités d'achat et de vente de gaz, ainsi que de la stratégie de sortie de la production d'électricité à partir du charbon mise en œuvre par la Groupe sur ses actifs non contrôlés en Chine (fin des joint-venture Shiheng I&II avec Shandong au 1er janvier 2022).

(1) Étude R&D publiée en juin 2022 : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-08/edfgroup_acv-4_synthese-etude_20220823.pdf
(2) TFA : Très Faible Activité, FA : Faible Activité, MA : Moyen Activité, HA : Haute activité, VL : Vie Longue.
(3) edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/

3.1.1.2.4 Les indicateurs SBTi

Le tableau suivant présente l'avancement de la trajectoire du groupe EDF vers l'atteinte de ses objectifs 2030, validés par SBTi :

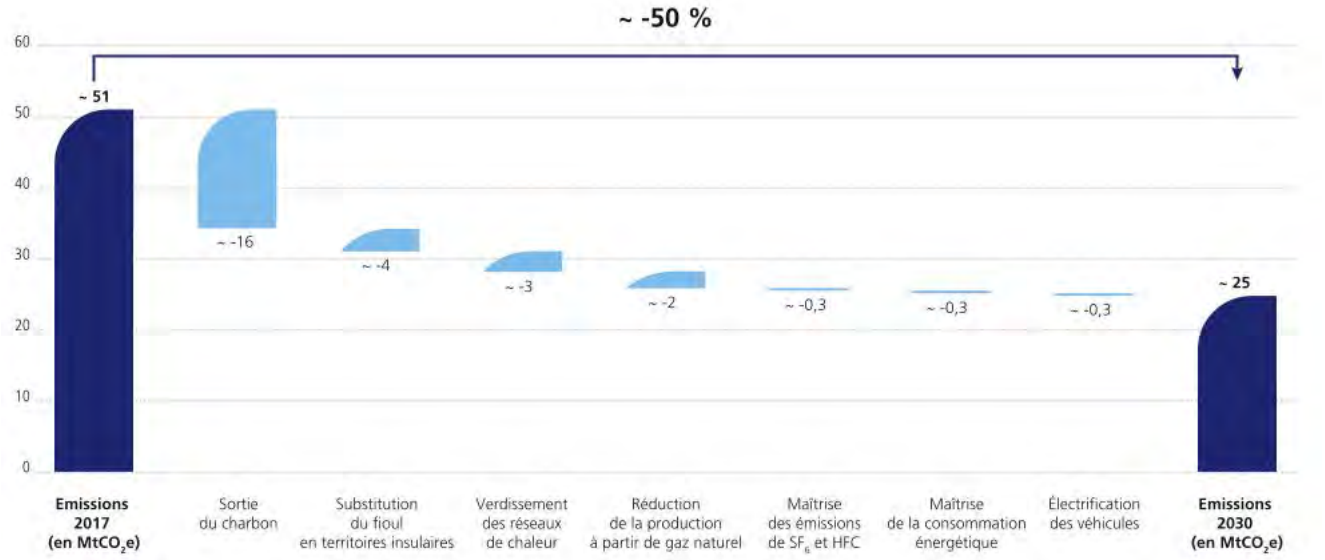
Indicateurs SBTI	2021	2022	Cible 2030 validée par SBTi
Taux de réduction des émissions associées à la vente d'électricité (émissions des scopes 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée pour être vendue à des clients finals, année de référence 2017)	- 28 %	- 33 %	- 50 %
Taux de réduction des émissions associées à la vente de gaz (émissions de combustion du gaz vendu aux clients finals, année de référence 2019)	- 24 %	- 32 %	- 28 %

La trajectoire de réduction d'émission du groupe EDF (émissions directes et indirectes) est non seulement en ligne avec l'atteinte des objectifs 2030 validés par SBTi en décembre 2020, mais s'avère même plus rapide. Une mise à jour de ces objectifs est prévue en 2023.

3.1.1.3 Feuille de route de réduction des émissions directes de GES du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs de réduction d'émission de gaz à effet à serre qu'il s'est fixé (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politique du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [1]. Il est coordonné par le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « Organes de gouvernance »).

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des actions menées en vue de réduire les émissions directes (scope 1) de GES du groupe EDF.



Le tableau suivant précise ces actions mises en œuvre par le groupe EDF :

Action*	Description	Section URD
Sortie du charbon	Fermeture de l'ensemble des centrales électriques à partir de charbon, exploitées par le groupe EDF d'ici 2030.	3.1.1.3.1
Substitution du fioul en territoires insulaires	Remplacement des fiouls lourd et léger utilisés dans les zones non interconnectées par de la biomasse liquide, en cohérence avec leurs programmations pluriannuelles de l'énergie locale.	3.1.1.3.2
Verdissement des réseaux de chaleur	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe par le recours à la biomasse, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie.	3.1.1.3.3
Réduction de la production à partir de gaz naturel	Réduction de l'appel par le réseau des moyens de production d'électricité à partir de gaz naturel du fait de l'injection prioritaire des EnR et application de critères stricts sur le développement de tout nouveau projet gaz par le Groupe.	3.1.1.3.5
Maîtrise des émissions de SF_6 et de HFC	Actions de maîtrise et de réduction des émissions diffuses de SF_6 issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC issues des climatisations	3.1.1.3.6
Maîtrise de la consommation énergétique	Actions de maîtrise de la consommation énergétique des sites et des installations du Groupe	3.1.1.3.7
Électrification des véhicules	Électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100	3.1.1.3.8

* *À noter qu'Enedis expérimente également des groupes electrogenes zéro émission locale (GE ZE), une solution alternative aux groupes électrogènes classiques. Le moteur diesel est remplacé par une batterie ou une pile à combustible à hydrogène dont l'utilisation n'émet localement ni bruit, ni CO_2, ni polluants. Ces GE ZE permettront d'alimenter des clients lors des coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité, tout en réduisant les impacts sur l'environnement et en maintenant la collecte des énergies renouvelables locales raccordées au réseau. Ils contribueront à l'objectif zéro carbone.*

Ces actions reposent sur des technologies éprouvées et bénéficient d'une bonne visibilité en termes de conditions économiques et réglementaires.

(1) Voir la section 1.3. « Stratégie du Groupe ».

3.1.1.3.1 Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture d'un grand nombre de tranches charbon en Europe. Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, dès 2030, dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Le groupe EDF soutient le *Global Coal to Clean Power Transition Statement* [2] récemment signé à la COP26.

Engagement
En 2019, le Groupe s'est engagé à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées par EDF

Calendrier des fermetures des dernières tranches charbon exploitées par le groupe EDF	
Cottam (4 unités, 2 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2019
Le Havre (1 unité, 580 MWe, France)	Avril 2021
West Burton A (unités 3 et 4, 1 000 MWe, Royaume-Uni)	Septembre 2021
West Burton A (unités 1 et 2, 1 000 MWe, Royaume-Uni)	Mars 2023
Cordemais (2 unités de 580 MWe, France)	Non encore définie
Résultats de la politique de sortie du charbon	
Nombre de tranches charbon mises à l'arrêt depuis 1995	33
Capacités de production d'électricité à partir de charbon retirées depuis 1995 *(en GWe)*	10,8
Réduction estimée des émissions annuelles *(en $MtCO_2e$)**	40
Capacités de production d'électricité et de chaleur à partir de charbon en 2022 *(en GWe)*	2,8 GW
Part de la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon/production totale en 2022 *(en %)*	0,5 %

**Estimation conservative faite en considérant un facteur de charge moyen de 45 % pour les centrales charbon.*

3

Compléments

40 Mt de réduction d'émissions de CO_2e

Cette politique de sortie du charbon a permis une réduction des émissions annuelles de gaz à effet de serre du secteur électrique européen estimée à plus de 40 $MtCO_2e$.

Un fonctionnement encadré et limité à terme

La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon ne représente que 0,5 % de la production totale du groupe EDF en 2022. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie [3], comme c'est le cas pour l'hiver 2021-2022 et l'hiver 2022-2023 à venir.

En France, conformément à l'article R. 311-7-2 du Code de l'énergie, les installations de production d'électricité à partir de charbon sont soumises à un plafond d'émissions. Afin de faire face aux difficultés conjoncturelles d'approvisionnement, l'article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat et son décret d'application n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 ont modifié temporairement le plafond d'émissions de ces actifs de production. Dans le cadre de ce dispositif, la mobilisation renforcée des moyens de production thermique au charbon entraîne, pour les exploitants concernés, une obligation de compensation des émissions excédentaires liées au rehaussement du plafond. Cette obligation de compensation se traduit par le versement d'un montant libératoire de 40 €/$teqCO_2$ émise à un fonds de compensation carbone. Ce fonds a pour objet de financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français. Voir aussi la section 3.1.1.6.1 « Politique, le fonds de compensation ».

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées par EDF

À partir d'avril 2023, le groupe EDF n'exploitera plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). L'arrêt définitif de la centrale de Cordemais, initialement envisagé en 2022, a été reporté compte tenu des besoins exprimés par RTE [4]. Un projet de conversion partielle à la biomasse a par ailleurs été engagé. Voir la section 1.4.1.2.2 « Les enjeux de la production thermique ».

Cas des chaudières fioul lourd de forte puissance

En parallèle de la fermeture des chaudières charbon, le groupe EDF a fermé l'ensemble de ses chaudières fioul de forte puissance entre 2000 et 2018, représentant une capacité installée de 6,8 GWe. Ces chaudières fioul, d'une capacité unitaire comprise entre 250 et 700 MWe, étaient maintenues en fonctionnement uniquement pour les pointes de production électrique.

Un accompagnement des fermetures

Les fermetures sont toutes accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales. Voir la section 3.4.3.3.1 « Activités ou territoires en décroissance ».

3.1.1.3.2 Transition énergétique des territoires insulaires

La Corse et les Outre-Mer, en tant que Zones Non Interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) spécifiques, qui leur fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'Outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050).

Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC), jouent historiquement un rôle important dans ces zones. Elles contribuent à la sûreté du système électrique, à la production d'électricité de certains territoires, permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production.

(1) poweringpastcoal.org/members
(2) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/
(3) Le conseil constitutionnel exige que la hausse du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile réponde à une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement en électricité (Décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).
(4) Selon le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE en 2021, le maintien de la centrale de Cordemais à l'horizon 2024-2026 offre une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville.

Pour décarboner la production électrique dans les ZNI, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

Substitution du fioul

Substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide entre 2023 et 2028 dans les centrales thermiques existantes exploitées par EDF SEI et EDF PEI, en cohérence avec la PPE des différents territoires.

Arrêt des TAC et moteurs les plus anciens

Arrêt progressif des moteurs et TAC fioul les plus anciens, au fur et à mesure de l'arrivée des nouveaux moyens de production moins émetteurs. Ainsi en vue du remplacement de la centrale au fioul de Dégrad-des-Cannes, un projet de centrale fonctionnant à la biomasse liquide est développé par EDF PEI au Larivot en Guyane. Le fonctionnement à la biomasse liquide de la nouvelle centrale a été inscrit dans la PPE de Guyane en août 2021.

Systèmes de management de l'énergie

Mise en place volontaire d'un système de management de l'énergie (certification ISO 50001) sur sept des huit sites de production thermique les plus importants de SEI et d'actions d'optimisation du rendement des installations et d'efficacité énergétique de EDF PEI.

Projets 100 % EnR

Le développement de projets 100 % EnR pour les micro-réseaux isolés (ex : dans les communes de l'intérieur en Guyane, Mafate à la Réunion). D'autres actions sont mises en œuvre par EDF dans les îles, comme les actions de maîtrise de l'énergie (ex : chauffe-eaux solaires), les projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, le développement de solutions technologiques pour améliorer l'intégration des EnR intermittentes sur le réseau (ex : batteries, compensateurs synchrones, *Energy Management System*…) (voir la section 1.4.4.3 « Systèmes énergetiques insulaires »).

3.1.1.3.3 Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est un des *leaders* des services énergétiques en France. Dalkia s'est fixé l'objectif d'atteindre un taux d'énergies renouvelables et de récupération (ENR&R) dans ses réseaux de chaleur en France de 65 % à l'horizon 2026. Ce taux est de 60,3 % en 2021 [(1)].

Cet engagement se traduit notamment par le développement de l'utilisation de la biomasse, de la valorisation des déchets, de la récupération de chaleur fatale, de la géothermie et de la thalassothermie. Pour plusieurs illustrations, voir la section 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

À l'échelle mondiale, le charbon représente 2,42 % de la production de chaleur de Dalkia en 2022, qui n'utilise plus ce combustible dans la production de chaleur en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le recours aux énergies renouvelables et aux prestations d'efficacité énergétique permet à Dalkia de réduire les émissions de gaz à effet de serre de ses clients et a permis d'éviter 4,2 millions de tonnes de CO_2e en 2022 (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

3.1.1.3.4 Thermique décarboné

3.1.1.3.4.1 La gestion des activités gazières

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF, à travers notamment trois activités : la production d'électricité à partir de gaz naturel, la production de chaleur à partir de gaz naturel et la vente de gaz naturel à des clients finals.

Parce qu'il est environ deux fois moins émetteur de CO_2 que le charbon, et qu'il permet de produire une électricité pilotable, le gaz naturel peut être amené à jouer un rôle dans la transition énergétique de certains pays, comme l'Italie où il se substitue au charbon.

Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- L'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de l'objectif de neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050.
- Pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 (voir le chantier « thermique décarboné » du groupe EDF ci-après).
- Dans ses activités de fourniture de gaz, le groupe EDF accompagne ses clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles lorsqu'elles sont accessibles (électricité bas-carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable…).
- Le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée.
- Enfin le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique.

3.1.1.3.4.2 Chantier « thermique décarboné » du groupe EDF

En lien avec la raison d'être et l'engagement du groupe EDF de neutralité carbone à horizon 2050 et afin de préparer la capacité du groupe EDF à proposer des moyens de production pilotables et décarbonés sur les différents systèmes énergétiques européens, un Chantier Stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a été lancé sous pilotage de la DTEAM.

Son objectif est d'identifier les différents dispositifs ou techniques de décarbonation pour les moyens de production thermique (cycles combinés, turbines à combustion, moteurs) fonctionnant actuellement avec des combustibles fossiles que sont le gaz naturel et le fioul et permettant, en réponse aux appels d'offres ou enchères de capacité émis par les gestionnaires de réseau, la construction de moyens neufs thermiques décarbonés.

Les solutions de décarbonation profondes identifiées comme matures à court/moyen terme sont les suivantes :

- à l'amont : utilisation de combustibles « décarbonés » (biogaz, bioliquides, hydrogène, combustibles de synthèse) ;
- à l'aval : captage et stockage de CO_2 (CCS), captage et utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU) notamment pour la fabrication de combustibles de synthèse.

En complément, des solutions de puits de carbone sont étudiées pour contribuer à compenser les émissions résiduelles et ainsi atteindre les objectifs de neutralité carbone (voir la section 3.1.1.6 « Solutions de compensation carbone »).

3.1.1.3.5 Réduction des émissions de SF_6

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. Leurs émissions en 2022 sont estimées pour l'ensemble du groupe EDF à 133 ktonnes de CO_2e, soit environ 0,5 % des émissions directes (scope 1) du groupe EDF. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille à réduire l'impact carbone des HFC dans la limite des contraintes technologiques.

Parc nucléaire existant

Grâce à une politique volontariste, EDF a pu réduire de 86 % les émissions de SF6 de son parc nucléaire entre 2008 et 2021 et a mis en place, à partir de 2019, un plan d'actions spécifiques visant à ramener tous ses équipements à leur taux de fuite de conception, soit 1 % par an. Les investissements réalisés par EDF sur les trois dernières années ont permis de réduire de 45 % les émissions de SF_6 du parc nucléaire. EDF déploie différentes innovations technologiques pour confirmer dans la durée la maîtrise de ses émissions : des revêtements alternatifs permettant la protection contre la corrosion, mais aussi des dispositifs novateurs de récupération du SF_6 et de colmatage. La démarche mise en place par EDF s'inscrit dans le cadre d'une démarche de type ALARA (*As Low As Reasonably Achievable*), adaptée aux

(1) Donnée 2021 des réseaux Dalkia référencés au SNCU Syndicat National du Chauffage Urbain et de la climatisation urbaine.

enjeux de sûreté des tranches et de sécurité du réseau. Le taux global pour le Parc [1] est de 1,45 % en 2022 contre 1,57 % en 2021 et 1,83 % en 2020.

Ingénierie et Nouveau Nucléaire

Pour la plateforme d'évacuation d'énergie du projet EPR2 [2], c'est une technologie de poste aérien qui a été retenue, dont l'avantage est de minimiser les équipements susceptibles de contenir du SF_6.

Concernant l'EPR de Flamanville, l'option retenue a été de mettre les équipements en bâtiment afin de les protéger de la corrosion du vent marin. À noter que EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) pour suivre et tester les solutions alternatives au SF_6 pour ses installations.

Distribution

Les émissions de SF_6 du gestionnaire de réseau de distribution Enedis [3] sont de l'ordre de 390 kg en 2022. Le plan d'action mis en œuvre par Enedis pour réduire ces émissions s'appuie notamment sur le déploiement, depuis juillet 2021, d'un nouveau palier technique de disjoncteurs à coupure dans le vide (c'est-à-dire sans SF_6) pour les tableaux HTA neufs équipant les postes primaires HTB/HTA. Le SF_6 des anciens disjoncteurs est récupéré et régénéré à plus de 90 %. Dans la continuité de ce premier succès, Enedis noue des partenariats avec des fournisseurs pour évaluer des solutions alternatives reposant sur des gaz alternatifs pour les postes secondaires.

3.1.1.3.6 Réduction des émissions de HFC

Les HFC sont utilisés comme fluides réfrigérants dans les groupes froids industriels et les climatisations tertiaires. Afin de réduire les émissions de gaz fluorés, le règlement (UE) n° 517/2014 relatif aux gaz à effet de serre fluorés (dit F-GAZ) met en place une réduction progressive des émissions de HFC dans l'UE, via un système de quotas et un calendrier de réduction progressive de la quantité de HFC que les importateurs et les producteurs peuvent mettre sur le marché chaque année. Ce règlement européen est en cours d'évolution. Cette réglementation européenne vise une réduction de 95 % des volumes de HFC (en CO_2e) présents sur le marché d'ici 2030 par rapport à 2015.

Suite à l'interdiction réglementaire d'utilisation des CFC puis HCFC (R11 et R12 puis R22), EDF a engagé -à partir de 2014- un programme de remplacement des fluides frigorigènes à fort pouvoir de réchauffement planétaire (CFC et HCFC) par des fluides frigorigènes moins nocifs (HFC), entraînant une très forte réduction des émissions en tonnes équivalent CO_2. Aujourd'hui, les fluides frigorigènes les plus utilisés sur le parc de production EDF (environ 90 %) ont un Potentiel de Réchauffement Planétaire (PRP) inférieur ou égal à 1 430. Des études ont été engagées par EDF pour évaluer les possibilités de conversion des groupes froids existants avec des fluides frigorigènes de faible PRP (< 600).

3.1.1.3.7 Consommations des installations du Groupe

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.3.8 Flotte de véhicules du Groupe

Voir la section 3.1.4.3.6 « Des solutions de décarbonation pour le transport ».

3.1.1.3.9 Déplacements des collaborateurs

Voir la section 3.2.4.3.3 « Optimiser les consommations internes ».

3.1.1.4 Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe

Afin d'atteindre les objectifs de hausse de la production décarbonée qu'il s'est fixé (voir la section 3.1.1.1 « Engagements et politiques du Groupe »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie CAP 2030 [4]. Ce plan est coordonné avec le chantier « Stratégie Neutralité Carbone » du groupe EDF (voir la description de la gouvernance climatique dans la section 3.1.3.1 « Organes de gouvernance »).

EDF, investisseur le plus important dans les énergies décarbonées en Europe
Le groupe EDF investit massivement pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2022 est composé à 76,0 % de nucléaire, 8,2 % d'hydraulique, 5,7 % d'autres EnR, 8,5 % de gaz, 1,2 % de fioul et 0,4 % de charbon [5] (voir la section 1.1 « Chiffres clés »).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production décarbonée sont les suivantes :

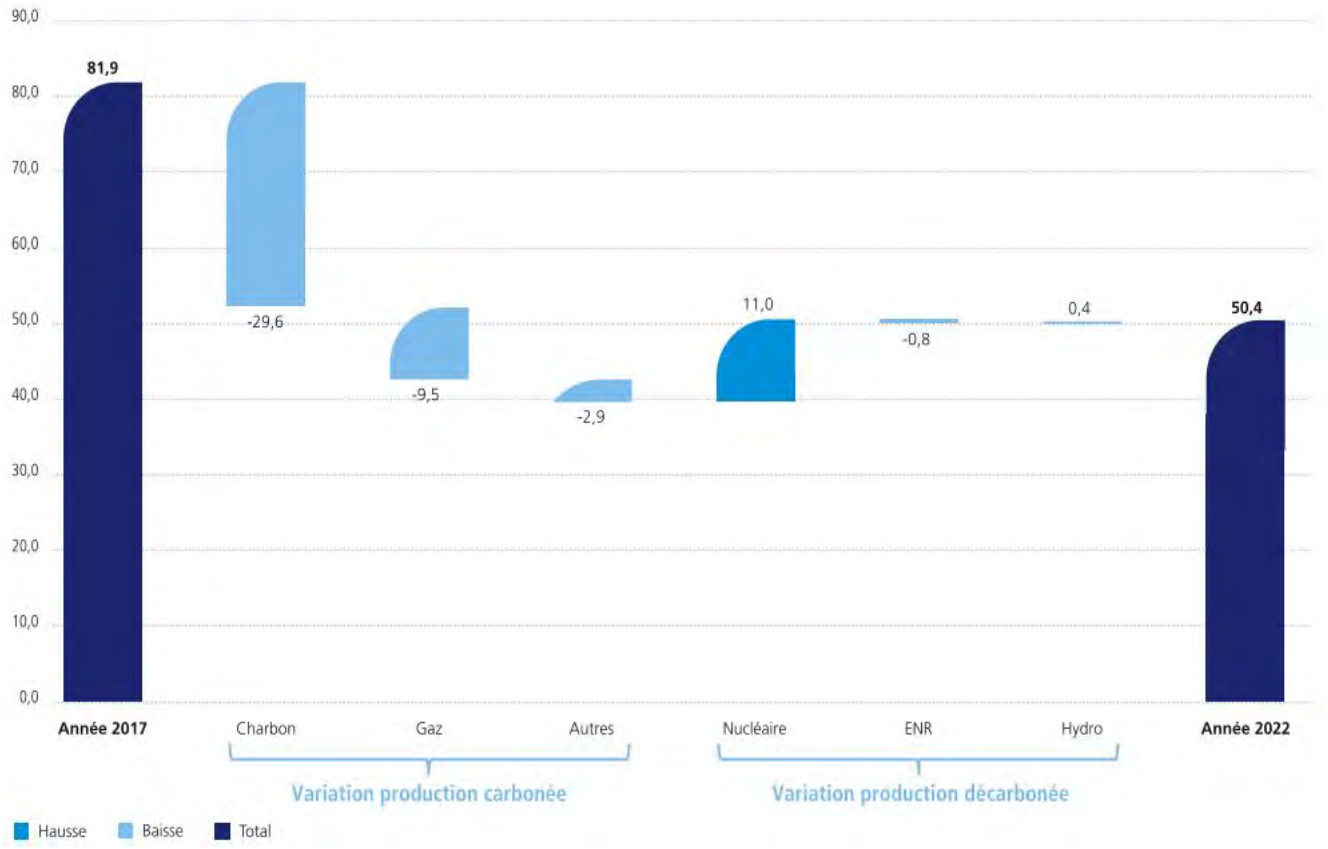
FEUILLE DE ROUTE DE LA HAUSSE DE LA PRODUCTION DÉCARBONÉE DU GROUPE		
Thèmes	**Actions**	**Section URD**
Grand carénage	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce au programme Grand Carénage.	3.1.1.4.2
Nouveau Nucléaire	Le Président de la République a exprimé en février 2022 le souhait que soient construits en France 6 nouveaux réacteurs de production électronucléaire de type EPR2, pour des mises en service à partir de 2035 et que soient mis à l'étude 8 réacteurs supplémentaires. Le chef de l'État a également annoncé le développement du réacteur modulaire NUWARDTM et de réacteurs innovants.	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030	3.1.1.4.4
Flexibilité et gestion de l'intermittence	Développement du stockage électrique pour améliorer la flexibilité du système et la gestion de l'intermittence des ENR non pilotables	3.1.1.4.5

L'application des feuilles de route du groupe EDF pour réduire les émissions directes (scope 1) et pour augmenter la production décarbonée à l'horizon 2030 doivent permettre au groupe EDF d'atteindre son objectif de réduction d'intensité carbone, fixé à 35 gCO_2/kWh en 2030.

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des actions du plan de transition climatique sur l'intensité carbone du groupe EDF à ce jour.

(1) Fuites, avaries et maintenance pour le Parc, EPR inclus.
(2) Voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».
(3) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(4) Voir la section 1.3. « Stratégie du Groupe ».
(5) En données consolidées.

Évolution de l'intensité carbone du groupe EDF (en gCO_2/kwh entre 2017 et 2022)



La sortie progressive du charbon constitue le facteur principal de baisse de l'intensité carbone. La diminution de la production nucléaire, y compris la fermeture de la centrale de Fessenheim en 2020 [1], atténue également cette baisse.

3.1.1.4.1 Des investissements décarbonés

Le Groupe est de loin le principal investisseur dans la transition énergétique en Europe, représentant à lui seul plus de 20 % des investissements industriels du secteur électrique [2].

En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies décarbonées (94 % en 2021) dont 50 % dans le secteur nucléaire. Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2022 sont de 66 % (voir la note 20.4 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022 en section 6.1 ainsi que la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie »).

3.1.1.4.2 Grand carénage

Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation ».

3.1.1.4.3 Projets Nouveau Nucléaire

Voir la section 1.4.1.1.3 « Projets Nouveau Nucléaire ».

3.1.1.4.4 Le doublement des capacités EnR installées entre 2015 et 2030

Le groupe EDF est le second plus important producteur d'énergie renouvelable en Europe [3], Sa production mondiale en 2022 est de 60,2 TWh d'électricité et de 8,8 TWh de chaleur renouvelable, via l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables.

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, il s'est fixé l'objectif de plus que doubler sa capacité renouvelable nette installée entre 2015 et 2030, de façon à la porter à 60 GWe en 2030. En 2022, la capacité renouvelable nette installée du Groupe est de 36,0 GWe.

	Objectif à 2030	2020	2021	2022
Capacité renouvelable nette installée *(en GWe)* [4]	60	33	35	36

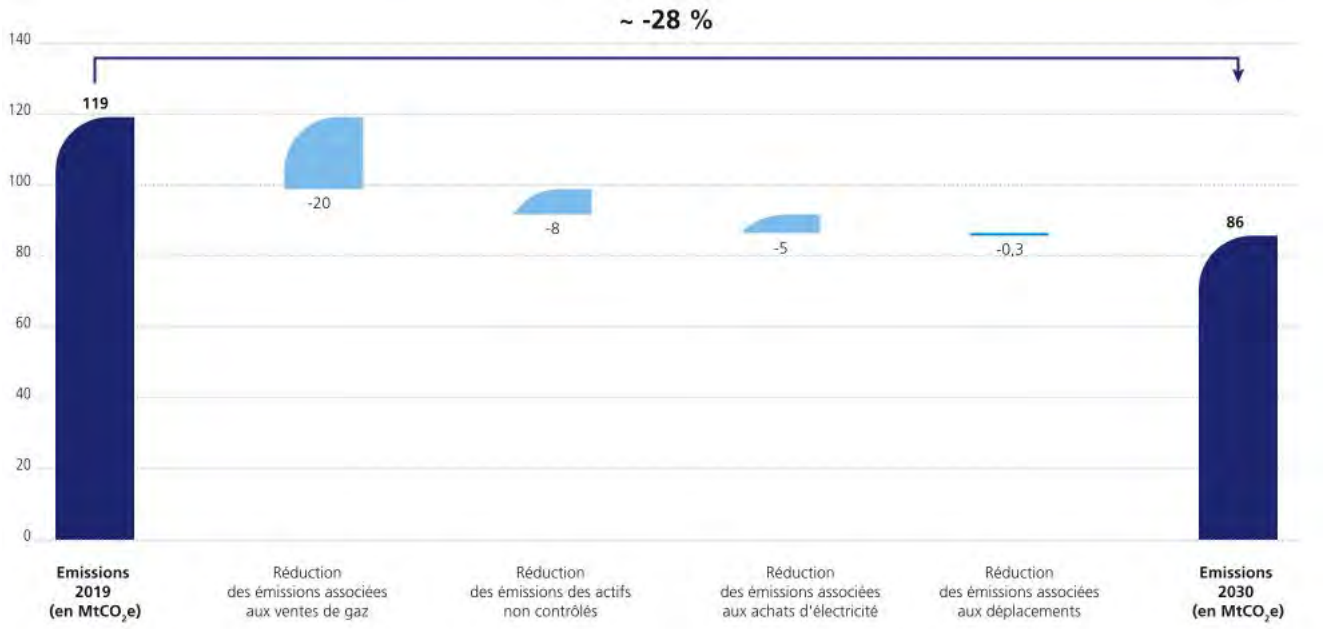
(1) Dans le cadre de la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie.
(2) 8e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », octobre 2022 : https://wattsnext.fr/wp-content/uploads/2022/10/8eme-barometre-Watts-Next-Conseil-oct2022.pdf
(3) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PwC, octobre 2022. L'enquête PWC 2022, basée sur les données 2021 réalise un benchmark sur les 23 premiers producteurs d'électricité européens, représentant 60 % de la production.
(4) Pour les précisions méthodologiques, voir la section 3.6.3.5 « Précisions sur les autres données ».

3.1.1.4.5 Flexibilité et gestion de l'intermittence

Voir la section 3.1.4.2.2 « Une meilleure gestion de l'intermittence, de la flexibilité et développement du stockage ».

3.1.1.5 Feuille de route de réduction des émissions indirectes de GES du Groupe

Le schéma suivant présente une estimation de l'impact des principales actions menées en vue de réduire les émissions indirectes (scope 3) de GES du groupe EDF.



Le tableau suivant précise ces actions mises en œuvre par le groupe EDF.

Action	Description	Section URD
Réduction des émissions associées aux ventes de gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz ; Accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles ; augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales.	3.1.4
Réduction des émissions associées aux achats d'électricité	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals, notamment dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.	3.1.4.2.3
Réduction des émissions de déplacements	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe	3.2.4.3.2
Réduction des émissions des actifs non contrôlés	Désinvestissement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon, situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.	

Ces actions reposent sur des technologies éprouvées et bénéficient d'une bonne visibilité en termes de conditions économiques et réglementaires.

3.1.1.6 Solutions de compensation carbone

3.1.1.6.1 Politique

Pour le groupe EDF, le recours à la compensation carbone constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte de la neutralité, suivant la logique de la séquence « Éviter-Réduire-Compenser ». La compensation ne doit ainsi en aucun cas se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe.

Le groupe EDF privilégie l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Il peut s'agir de solutions technologiques, comme la bioénergie équipee de captage stockage de CO_2 (BECCS), ou de solutions naturelles, comme la séquestration de carbone dans les forêts et dans les sols.

En conformité avec les règles de comptabilité carbone en vigueur [1], les crédits d'émissions issues de la compensation carbone ne sont pas déduits du bilan de gaz à effet de serre du groupe EDF et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

Le fonds de compensation EDF

La mobilisation renforcée des moyens de production thermique au charbon et au fioul pour faire face aux difficultés conjoncturelles d'approvisionnement en énergie [2], entraîne pour l'exploitant une obligation de compensation carbone des émissions excédentaires générées par la hausse du plafond d'émissions décidée par les pouvoirs publics. Sur ce sujet, voir la section 3.1.1.3.1.

(1) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.
(2) Voir le § Un fonctionnement encadré et limité à terme, au sein de la section 3.1.1.3.1.

3.1.1.6.2 Indicateur clé de performance du Groupe

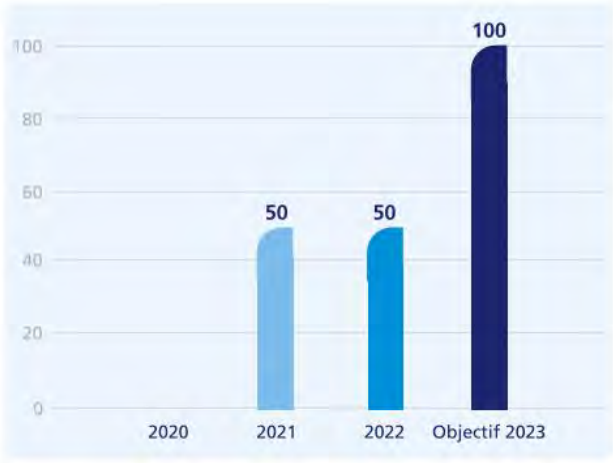
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

EDF travaille avec SBTi sur la méthodologie permettant d'aligner l'indicateur de performance avec la méthodologie SB.

Dans l'attente, la Direction Impact a finalisé une note d'application interne à destination de toutes les entités du Groupe qui a pour objectif de définir les principes de gouvernance du groupe EDF en matière de compensation et plus précisément de rachats de crédit carbone. Elle définit également le mode de reporting des entités ayant recours aux pratiques de compensation (*Reporting on Sustainable Development Committee* [1]).

Le Groupe a décidé d'avoir recours à un « KPI transitoire » entre fin 2021 et fin 2023 : le taux de déploiement du guide de cadrage des solutions de compensation carbone au sein des entités du Groupe.

Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone (en %)



3.1.1.6.3 Recherche et développement

Le R&D appuie la stratégie du Groupe en matière de contribution à la neutralité carbone du Groupe d'ici 2050. À partir d'une approche couplant simulation numérique et moyens expérimentaux, elle évalue la maturité technique et économique des solutions de réduction des émissions de CO_2 sur les sources industrielles d'EDF et de ses clients et explore les technologies à émissions négatives :

3.1.1.6.3.1 Captage et stockage de CO_2

Le groupe EDF dispose de solides compétences dans ce domaine avec la participation à plusieurs projets de recherche internationaux et la réalisation d'un démonstrateur de captage sur le site du Havre. Ce démonstrateur d'un coût de 22 millions d'euros (co-financé à 25 % par l'ADEME) a capté 1 900 tonnes de CO_2. Les recherches en cours visent à adapter la solution de captage en postcombustion testée au Havre, qui est le plus mature, aux cycles combinés à gaz et aux process industriels (cimenteries, aciéries, aluminium) dont les fumées possèdent des caractéristiques différentes. Un laboratoire Captage CO_2 est en cours de construction à Chatou et il permettra de tester à petite échelle les procédés de captage les plus adaptés à ces cibles.

La R&D étudie également la possibilité de valoriser le dioxyde de carbone capté sous une forme chimique différente (carburants, matériaux). Un laboratoire sur la valorisation du CO_2 sous forme de e-fuels est en cours de construction sur le site de Renardières, en complément de la plate-forme hydrogène déjà existante.

3.1.1.6.3.2 Émissions négatives, Bio CCS et Direct Air Capture

Appliqué à de la bioénergie, la CCS devient un moyen de générer des émissions négatives de CO_2 (BECCS) et pourrait jouer un rôle important d'ici 2050. La R&D du groupe EDF a engagé des actions pour évaluer le potentiel de ces technologies et les adapter à divers procédés industriels.

Les technologies de captage du CO_2 de l'atmosphère (DAC pour Direct Air Capture) sont vues comme incontournables pour respecter la cible de 1,5 °C à l'horizon 2050. Pour progresser sur la maîtrise de ces technologies encore en développement, la R&D s'appuie sur des partenariats scientifiques et des moyens expérimentaux. Le labo captage CO_2 de Chatou intégrera une plate-forme de tests de technologies DAC. EDF Energy au Royaume-Uni poursuit l'instruction d'un démonstrateur de captage direct du CO_2 dans l'air sur le site du projet de centrale nucléaire de Sizewell C.

3.1.1.6.3.3 Solutions fondées sur la nature

L'afforestation, le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides, apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives.

Le groupe EDF est le troisième plus grand gestionnaire de foncier de France, avec plus de 40 000 hectares de foncier au sein duquel les sites de production côtoient des espaces naturels (dont 7 000 hectares de forêts). Pour valoriser la position de l'Entreprise sur ce sujet, la R&D travaille à évaluer d'une part le potentiel du foncier du Groupe pour stocker du carbone, d'autre part la réalité temporelle et additionnelle des actions de compensation et enfin les synergies et potentielles contradictions de la compensation carbone avec les autres services écosystémiques, dont la préservation de la biodiversité.

3.1.2 Adaptation au changement climatique

Le dérèglement climatique auquel nous assistons est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de 1,1 °C depuis 1750 [2]. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon des régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles et participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse potentiellement 40 ans, le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés aux conséquences physiques du changement climatique. C'est pourquoi le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF depuis 2018.

L'adaptation au changement climatique est la démarche d'ajustement au climat actuel, à son évolution et à ses conséquences. Il s'agit à la fois de réduire les effets préjudiciables du changement climatique et de tirer parti des éventuelles opportunités associées.

(1) Voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE ».
(2) Changement climatique 2021 : les éléments scientifiques. Contribution du Groupe de travail I au sixième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, août 2021.

3.1.2.1 Politique

L'Accord de Paris met l'objectif d'adaptation au changement climatique au même niveau d'importance que l'objectif d'atténuation. Cependant force est de constater que, faute d'indicateurs simples et partagés, le cadre réglementaire de l'adaptation au changement climatique est aujourd'hui sensiblement moins développé que celui de l'atténuation.

Avec son Plan national d'adaptation au changement climatique [1], la France est l'un des pays les plus avancés en matière de planification de l'adaptation au changement climatique. La France vise, dès le milieu du XXIe siècle, une adaptation effective à un climat régional en métropole et dans les outre-mer cohérent avec une hausse de température de + 1,5 à 2 °C au niveau mondial par rapport au XIXe siècle. Ce plan ne fixe cependant pas d'exigence réglementaire directement applicable aux entreprises.

C'est donc dans une approche pro-active et responsable que le groupe EDF s'est fixé un ensemble d'engagements intégrés dans sa Politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE).

Engagements du groupe EDF

Aux termes de cette politique, le groupe EDF s'engage à :

- évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ;
- intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique ;
- prendre en compte la dimension écosystémique du dérèglement climatique.

Cette politique énonce notamment que les entités les plus exposées aux conséquences physiques du changement climatique élaborent un plan d'adaptation au changement climatique et le mettent à jour tous les 5 ans.

Il est important de noter que les actions d'adaptation et celles d'atténuation sont toutes deux indispensables et complémentaires. La première action d'adaptation du groupe EDF au changement climatique est certainement celle consistant à œuvrer pour produire de l'électricité et de la chaleur sans émettre de gaz à effet de serre.

3.1.2.2 Indicateur clé de performance

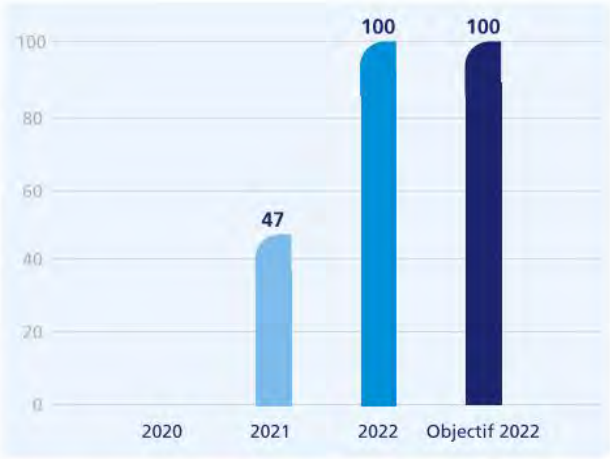
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

Au-delà des actions prioritaires engagées de longue date par le Groupe, le taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique permet de traduire la structuration, la priorisation et l'industrialisation des actions menées au plus près des entités du Groupe exposées aux risques physiques du changement climatique, et ce en conformité avec les exigences de la TCFD.

Il s'agit selon les entités concernées [2] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, à intégrer dans le système de management environnemental à échéance fin 2022.

L'objectif est atteint.

Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique au sein des entités concernées (en %)



3.1.2.3 Du plan « Aléas climatiques » à une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. Le groupe EDF s'est doté d'un plan « Aléas climatiques » en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydrauliques. Les entités concernées du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques [3].

3.1.2.4 Un service climatique interne de haut niveau

Dès la publication du premier rapport du GIEC en 1990, le groupe EDF a fait le choix de développer en interne une compétence sur les enjeux climatiques, en collaboration avec des organisations de référence comme Météo France.

Le service climatique d'EDF R&D joue le rôle de passerelle entre la science climatique et les métiers du groupe EDF. Il permet de fournir aux différents métiers du Groupe des données climatiques pour quantifier les risques liés au changement climatique et élaborer leur plan d'adaptation. Pour ses études d'impact et de dimensionnement, le Groupe considère systématiquement le scénario GIEC le plus pénalisant en termes de réchauffement global, c'est-à-dire actuellement le RCP 8.5.

Le groupe EDF dispose ainsi d'une équipe d'une quinzaine de chercheurs permanents travaillant sur l'estimation des conséquences du dérèglement climatique sur le parc de production existant et à venir (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, etc.), sur l'évolution du productible à partir d'énergies renouvelables et sur l'évolution de la demande en énergie. Le Groupe a développé un centre opérationnel de surveillance des phénomènes météorologiques et de prévision de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau.

(1) Plan National d'Adaptation au Changement Climatique pour la période 2018-2022, dit PNACC-2.
(2) DPNT, EDF Hydro, PEI, SEI, EDF UK. Dalkia, Luminus, Edison, DIPNN, EDF-R, DTEO.
(3) Voir la section 3.1.3.2.2 « L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique ».

3.1.2.5 Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA [1]

Piloté par la DPNT, le programme ADAPT vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique.

Un plan d'action en 3 axes

La démarche est articulée autour de 3 axes :

- comprendre le dérèglement climatique et ses effets à l'échelle des territoires en intégrant son caractère systémique pour imaginer les futurs climatiques des territoires ;
- évaluer les impacts du dérèglement climatique sur les installations mais aussi sur l'écosystème territorial des centrales ;
- agir pour mobiliser les acteurs internes et externes en raison des dimensions évolutives et systémiques du dérèglement climatique et de ses conséquences et agir pour s'adapter et contribuer à l'habitabilité des territoires.

Approche systémique

ADAPT développe une approche systémique de l'adaptation au dérèglement climatique :

- prise en compte des parties prenantes et association à la définition des critères de résilience et des mesures d'adaptation ;
- intégration des interlocuteurs contractuels et non contractuels.

Habitabilité des territoires

Le programme se structure autour de l'habitabilité des territoires. À ce titre, il couvre la biodiversité, la séquestration carbone, l'adaptation des milieux. Il s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale et sociétale de ses activités. D'ores et déjà, ADAPT identifie des engagements et investissements dits « immédiatement intéressants ». Ils doivent permettre de répondre aux risques déjà constatés, s'assurer que les décisions qui vont être prises par la suite intégreront bien l'adaptation, et entamer la préparation des transformations plus profondes qui seraient éventuellement nécessaires.

Intégrer les travaux d'ADAPT dans tous les processus

La démarche vise à intégrer le dérèglement climatique dans tous les processus, en particulier les visites décennales à venir, en impliquant les unités concernées. Il s'agit d'intégrer les travaux d'ADAPT dans les processus de l'ingénierie en cohérence avec les engagements du groupe (sobriété, locaux tertiaires innovants, etc.).

Inscription dans la durée

ADAPT veille à ce que les mesures d'atténuation et d'adaptation s'inscrivent dans la durée et ne constituent pas des « *maladaptations* [2] ». L'analyse est effectuée au-delà des seuls travaux d'ingénierie pour tenir compte du caractère systémique et évolutif des conséquences du dérèglement climatique.

Chooz 2050

Le programme ADAPT a lancé Chooz 2050 sur la base d'une étude détaillée d'un site notamment choisi pour sa durée de vie (2050) et les questions liées à l'eau. Cette étude permet une analyse grandeur nature de l'ensemble des dimensions du projet : des installations industrielles aux écosystèmes contractuels et non contractuels. ADAPT travaille sur les questions liées à l'habitabilité de la planète, la problématique de l'eau, de la température, de l'énergie, de l'agriculture, des transports, de l'industrie, dans une dimension écosystémique complexe. Chooz 2050 va produire une « monographie climatique » qui pourra être utilisée comme outil d'aide à la décision pour préparer les stratégies d'adaptation du territoire.

Indicateur

À fin 2022, la monographie de la région Grand Est a été réalisée, portant le taux de monographies territoriales à 8 % par rapport à un objectif cible de 100 % en 2025 [3].

3.1.2.6 Passage de l'été et passage de l'hiver [4]

3.1.2.6.1 Passage de l'été

Les enseignements des étés exceptionnels 2003 et de 2022 :

- En 2003, certaines centrales avaient dû réduire leur production afin d'éviter de contribuer au réchauffement de l'eau des rivières, entraînant une perte de production de 5,5 TWh, soit environ 1 % de la production d'EDF cette année-là. L'objectif des actions d'adaptation initiées par EDF est d'accroître la marge de sécurité et de maintenir le niveau de production durant de telles périodes.
- La nécessité est apparue de mieux adapter la réglementation aux évolutions climatiques, notamment les seuils de température d'eau de rejets ; soit sur la valeur (la température moyenne des cours d'eau a augmenté d'environ + 2°C en France depuis 1970) soit sur la période d'application. En effet, on observe un allongement de l'étiage, à la fois plus précoce et plus tardif, sur la plupart des cours d'eau.

Les mesures prises :

- Le plan « Grand Chaud », lancé dès 2008, a conduit EDF à procéder à l'amélioration de l'efficacité du refroidissement (source froide) de certaines de ses centrales et à renforcer l'électronique des bâtiments réacteurs afin de pouvoir supporter des températures supérieures à 50 °C.
- Les centrales en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C) du groupe EDF ont été dimensionnées en intégrant les scénarios climatiques les plus récents, conduisant notamment à revoir les hypothèses initiales de hausse du niveau des mers.
- Pour la première fois en 2022, des demandes de modifications temporaires des limites de rejets thermiques dans l'eau ont été demandées et accordées par l'ASN et le ministère de la Transition écologique (MTE) pour les CNPE de Blayais, Bugey, Golfech, Saint Alban et Tricastin. Les premiers retours du suivi environnemental renforcé mis en œuvre par l'exploitant dans le cadre des modifications temporaires ne mettent pas en évidence d'évolution notable des paramètres physico-chimiques et microbiologiques et aucune mortalité piscicole singulière n'a été observée.

3.1.2.6.2 Passage de l'hiver

La situation météorologique extrême de 2022 et les tensions sur le marché de l'énergie, ont conduit à mener différentes actions afin de préserver les réserves d'eau (et de gaz naturel) en vue du passage de l'hiver, dont notamment des dérogations réglementaires pour certains CNPE, une gestion prudente des réservoirs, des opérations de maintenance décalées, ou des recours ciblés à la concertation locale pour le débridage de certaines centrales hydroélectriques et éoliennes [5].

3.1.2.7 Adaptation des ouvrages hydrauliques

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes et aux risques liés à l'afflux massif d'eau dans les réservoirs, le groupe EDF met en place les actions suivantes :

Réévaluation des débits de crues extrêmes

Une réévaluation régulière des débits de crues extrêmes est effectuée afin de s'assurer du maintien de la capacité des ouvrages à évacuer ces crues. Cette réévaluation faite par EDF-DTG [6] a lieu tous les 10 ans pour les barrages de classe A, tous les 15 ans pour les barrages de classe B. Ces études sont des données d'entrées des Études de Dangers Barrage demandées par la réglementation relative à la sécurité des ouvrages hydrauliques et qui sont transmises aux DREAL. En 2022, 8 réévaluations des débits de crues extrêmes ont été réalisées.

Technologie « Piano Key Weir »

Développement et installation sur 9 de ses ouvrages hydrauliques d'une technologie innovante dite « Piano Key Weir » (PKWeir) qui permet de déverser une quantité d'eau bien plus importante, sans pour autant augmenter les dimensions du barrage.

(1) CEMA : Comprendre évaluer mobiliser agir.
(2) Une *maladaptation* se produit quand des stratégies d'adaptation au changement climatique produisent des effets néfastes et indésirés pour certaines populations et/ou leur environnement – en particulier quand elles rendent des populations plus vulnérables au changement climatique suite à leur mise en place.
(3) Pour le calcul de cet indicateur, voir la section 3.6.3.5 « Précisions sur les autres données environnementales ».
(4) S'agissant des phénomènes extrêmes, voir notamment la section 3.1.3.2.3.1 « La scénarisation des risques physiques ».
(5) Voir aussi la section 3.2.3.3.1 « Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité ».
(6) La Division Technique Générale d'EDF Hydro.

3.1.2.8 Adaptation des réseaux de distribution

Le gestionnaire de réseaux Enedis [1] travaille à réduire la vulnérabilité de ses réseaux, expérimente des « groupes électrogènes zéro émissions locales » et a créé une Force d'Intervention Rapide.

Réduction de la vulnérabilité des réseaux

Enedis travaille à réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux. Cette action passe principalement par l'enfouissement des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés. En 2022, 1 057 km de réseaux HTA aériens et 4 170 km de réseaux BT aériens nus ont été déposés. [2]

Force d'intervention rapide électricité (FIRE)

Enedis a créé [3] la FIRE, qui permet de repositionner, sur l'ensemble du territoire, des moyens et des hommes afin de rétablir au plus tôt l'alimentation électrique. La FIRE est un dispositif clé du groupe EDF vis-à-vis des risques climatiques extrêmes. La FIRE compte actuellement 2 500 techniciens formés aux situations de crise et 11 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays permettant le déploiement de 1 800 Groupes Électrogènes de forte puissance (> 60 kVA) et 1 000 groupes électrogenes de faible puissance (10 kVA), qui permet de répondre aux besoins d'alimentation des réseaux basse tension lors des incidents climatiques d'envergure.

En Corse et dans les territoires d'outre-mer, EDF SEI s'appuie sur la solidarité entre les territoires corse et ultra-marins et sur la FIRE lors des événements climatiques impactant de manière importante le réseau.

En 2022, la FIRE est intervenue à 6 reprises. À titre d'exemple dans les territoires insulaires :

- Du 3 au 4 février, le cyclone Batsirai de catégorie 4 a impacté l'île de la Réunion pendant 38 heures, provoquant de nombreux dégâts sur le réseau avec plus de 72 000 clients coupés. En appui aux 200 salariés locaux appuyés d'une vingtaine d'entreprises prestataires, une douzaine de salariés de SEI Corse et 3 équipes de la FIRE d'Enedis (soit environ 50 personnes) ont été mobilisées en 24 heures, permettant de rétablir le courant rapidement.
- Le 18 août, un événement orageux d'une force exceptionnelle (des rafales ont dépassé les 200 à 220 km/h, soit l'équivalant d'un cyclone de catégorie 3) a frappé la Corse, occasionnant des dégâts importants. Jusqu'à 45 000 clients ont été coupés. Une centaine d'agents SEI Corse ainsi qu'une trentaine de prestataires ont œuvré immédiatement permettant de rétablir 80 % des clients le soir même. Face à l'ampleur des réparations à mener, 3 cohortes de la FIRE d'Enedis (soit près de 40 salariés) ont été mobilisées et sont arrivés dès le 19 août permettant un retour à la normale le 21 août.

3.1.3 Gouvernance climatique d'EDF

3.1.3.1 Organes de gouvernance

La gouvernance de la stratégie climatique du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »). Elle est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, par le plus haut niveau du Groupe.

3.1.3.1.1 Une gouvernance récemment renforcée

Pour renforcer sa gouvernance climat, et en ligne avec les meilleurs standards de la TCFD, le groupe EDF s'est doté depuis deux ans de Référents Climat au sein de son Comité exécutif et de son Conseil d'administration [4].

Référent Climat COMEX

Le Directeur Exécutif du Groupe en charge de l'Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie est Référent Climat au sein du Comité exécutif du Groupe. À ce titre, il porte l'ambition de neutralité carbone du Groupe au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration et au Conseil lui-même.

Référent Climat Conseil d'administration

La Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise est Référente Climat au sein du Conseil. Elle veille, en lien avec le Président du Conseil d'administration et le Référent Climat du Comité exécutif, à ce que le Conseil identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe. Elle veille également à ce que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique.

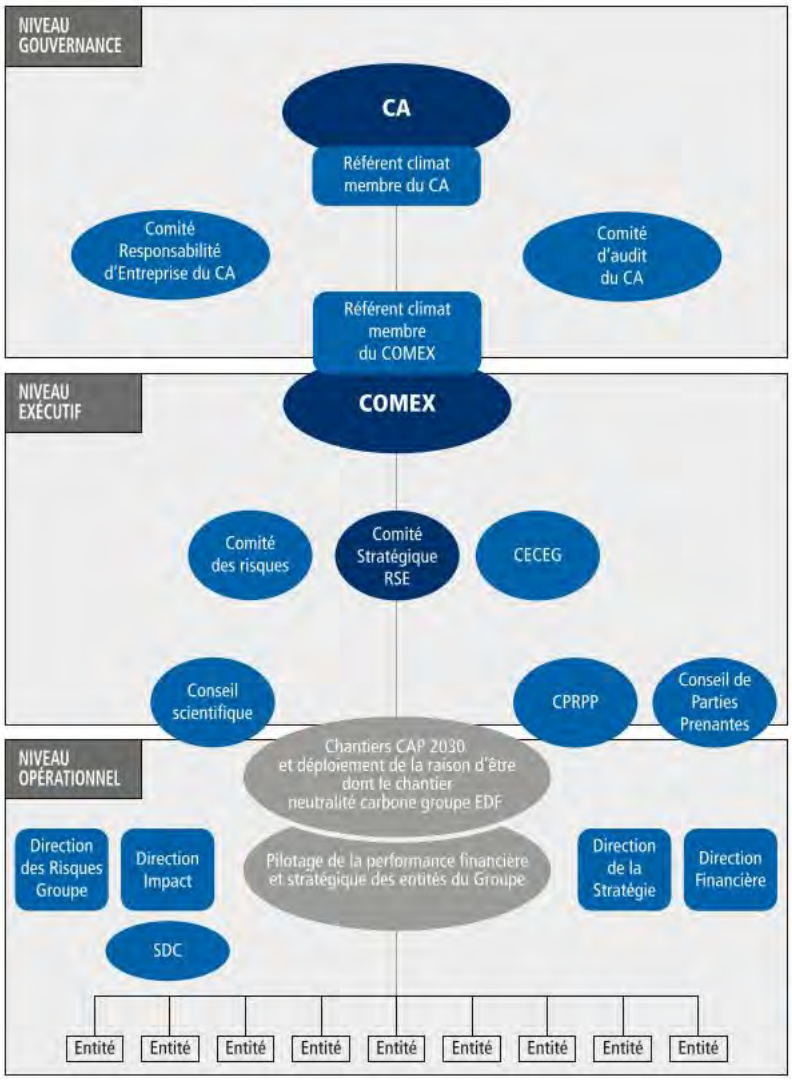
Résolution climatique

Pour la première fois, EDF a soumis à son Assemblée générale une résolution portant sur le climat (« *Say on Climate* »), Le plan de transition climatique du groupe EDF a été adopté à 99,87 % par l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 (voir aussi la section 4.2.2.9 « Activités du Conseil d'administration en 2022 »).

3

(1) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(2) Par ailleurs, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT). Voir aussi la section 3.2.2.1.1.1 « Changement d'usage des terres et mers ».
(3) Dans la suite des tempêtes de 1999.
(4) Communiqué de presse du groupe EDF du 10 décembre 2020.

3.1.3.1.2 Cartographie de la gouvernance climatique



Le Conseil d'administration
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climatiques du groupe EDF. Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le COMEX
met en œuvre la stratégie climat du groupe EDF. Le COMEX s'est doté d'un référent climat.

Le Comité Stratégique Responsabilité Sociale d'Entreprise (CSRSE)
Présidé par le Président Directeur-Général d'EDF, ce comité du Comex assure le pilotage de la stratégie climat et de tout autre sujet en lien avec les 16 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comex (CECEG)
examine de manière approfondie l'alignement des projets d'investissement du Groupe avec la raison d'être et les engagements en matière climatique.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont le risque climatique, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil scientifique
éclaire la stratégie en présentant l'avancée des connaissances scientifiques.

Le Conseil des Parties Prenantes
fait remonter les attentes de la société civile.

Le Comité de Pilotage des relations avec les Pouvoirs Publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable Development Committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité Stratégique RSE.

Chantiers CAP 2030 et déploiement de la raison d'être
intégration des engagements RSE, dont le climat, dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière et stratégique des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE, et dans les lettres de cadrage des entités et filiales.

3.1.3.2 Mise en œuvre des recommandations de la Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD)

3.1.3.2.1 Le groupe EDF et la TCFD

3.1.3.2.1.1 « TCFD Supporter »

La TCFD (*Task force on Climate-related Financial Disclosures*) est un groupe de travail du Conseil de stabilité financière (FSB : *Financial Stability Board*) du G20 qui a été mis en place lors de la COP21 en 2015. Il vise à améliorer la transparence financière des entreprises en matière climatique. Le groupe EDF a été l'une des premières organisations au monde à soutenir cette démarche, et est enregistré officiellement comme « TCFD *supporter* » [(1)].

3.1.3.2.1.2 Reporting TCFD

Les recommandations de la TCFD [(2)] précisent les éléments de reporting climat attendus dans les documents d'enregistrement universel des entreprises pour quatre piliers : la gouvernance, la stratégie, la gestion des risques et les indicateurs.

(1) fsb-tcfd.org/tcfd-supporters.
(2) *Recommendations of the Task Force on Climate related Financial Disclosures*, TCFD, juin 2017.

3.1.3.2.1.3 Alignement du groupe EDF

En matière de reporting, le groupe EDF est aligné avec les recommandations de la TCFD, telles que détaillées dans le rapport « *Implementing the Recommendations of the Task Force on Climate related Financial Disclosures* », TCFD, juin 2017 :

	Section de l'URD
Gouvernance	
a) Rôle du Conseil d'administration dans la gouvernance climatique de l'entreprise	3.1.3.1.1
b) Rôle de la Direction dans la gouvernance climatique de l'entreprise	3.1.3.1.1
Stratégie	
a) Description des risques climatiques et opportunités à court, moyen et long terme	3.1.3.2.2 / 2.2.3
b) Intégration des risques et opportunités dans le modèle économique, la stratégie et les investissements de l'entreprise	3.1
c) Évaluation de la résilience de l'entreprise aux risques climatiques en prenant en compte différents scénarios climatiques	3.1.3.2.3
Gestion des risques	
a) Processus d'identification et d'évaluation des risques climatiques	3.1.3.2.2 / 2.1 / 2.2.3
b) Processus de gestion des risques climatiques	3.1.2 / 3.1.3.2 / 2.1 / 2.2.3
c) Intégration dans le processus de gestion des risques de l'entreprise	2.1
Indicateurs et objectifs	
a) Indicateurs financiers et non financiers utilisés dans le cadre de la stratégie climatique de l'entreprise	3.1.3.3 / 3.6
b) Bilan des émissions de gaz à effet de serre des scopes 1 et 2 et, si approprié, du scope 3	3.1.1.2.4
c) Objectifs climatiques de l'entreprise et résultats atteints dans la poursuite de ces objectifs	3.1.1.1 / 3.1.1.2 3.1.2.1 / 3.2.2.2

3

3.1.3.2.1.4 Notation extra-financière

Le groupe EDF répond chaque année aux questionnaires des agences de notation extra-financière spécialisées dans l'analyse des stratégies des entreprises en matière de lutte contre le changement climatique. L'ensemble des résultats obtenus par le groupe EDF pour le reporting au titre de l'année 2022 figure en section 3.7 « Notation extra-financière ».

3.1.3.2.2 L'identification des risques et des opportunités liés au changement climatique

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil Scientifique du Groupe en mars 2019, ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif du groupe EDF et au Comité d'audit du Conseil d'administration en octobre 2019.

Le groupe EDF retient, pour l'analyse des risques climatiques, la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques et les risques de transition [(1)].

3.1.3.2.2.1 Les risques physiques du groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques liés aux événements extrêmes	Augmentation des vagues de chaleur et de sécheresse	Production : baisse de productible nucléaire lié à la source froide, étiage barrages dans les pays du sud, vieillissement accéléré des matériaux. Transport et distribution : baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. Tous métiers : renchérissement des coûts des assurances, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production : dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des crues plus intenses. Transport et distribution : coupures de réseaux.
Risques liés aux événements chroniques	Augmentation des températures moyennes/ augmentation du niveau de la mer	Production : baisse et modification du productible hydraulique, baisse de rendement des installations nucléaires et thermiques, risque de submersion d'ouvrages en bord de mer (notamment régions insulaires), prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau, risque de développement microbien dans les circuits de refroidissement. Transport et distribution : baisse de capacité des lignes de transport. Commercialisation : baisse de la demande de chauffage, augmentation de la demande de climatisation

(1) Ces risques figurent également en section 2.2.3 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » facteur de risque 3B « adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition ».

3.1.3.2.2.2 Risques et opportunités de transition pour le groupe EDF

Catégorie de risque	Description	Impact potentiel pour le groupe EDF
Risques juridiques	Contentieux climatiques	Risque d'annulation d'autorisations, risque de contentieux suite à des événements climatiques exceptionnels, risque de contentieux liés aux publications du groupe EDF, notamment sur le devoir de vigilance.
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des diverses parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté.
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur les ressources foncières nécessaires aux énergies renouvelables du fait de la réglementation (biodiversité, terres agricoles) et d'une légitimité à partager avec de nombreuses parties prenantes.
	Difficulté politique à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris	Opportunité : en tant que *leader* bas carbone*, le groupe EDF est appelé à jouer un rôle clé dans la décarbonation de l'économie européenne.
Risques clients – marchés	Évolution des attentes des clients	Opportunité : demandes accrues liées à l'autoconsommation, à l'efficacité énergétique, à la mobilité électrique, aux offres vertes et bas carbone.
	Évolution des usages de l'électricité	Opportunité : l'électricité décarbonée est reconnue comme vecteur indispensable de la décarbonation de l'économie.
Risques technologiques	Stabilité et sécurité du réseau électrique	Risque/Opportunité : risque d'instabilité du système en cas de fort taux de pénétration des énergies renouvelables/rôle clé du nucléaire manœuvrable en complément des ENR pour assurer la stabilité du réseau.
	Technologies de transition	Risque/Opportunité : émergence possible de technologies telles que la CCSU, le solaire thermique, les « *small modular reactors* », le stockage, ou en matière d'émissions négatives.
Risques financiers	Accès aux financements compétitifs	Risque/Opportunité : risque en cas de non alignement avec les critères 1,5 °C des investisseurs. Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (*Green Bonds*, prêts à impact).
	Actifs échoués	Risque d'actifs thermiques échoués suite à des évolutions réglementaires ou à l'augmentation du prix du carbone.

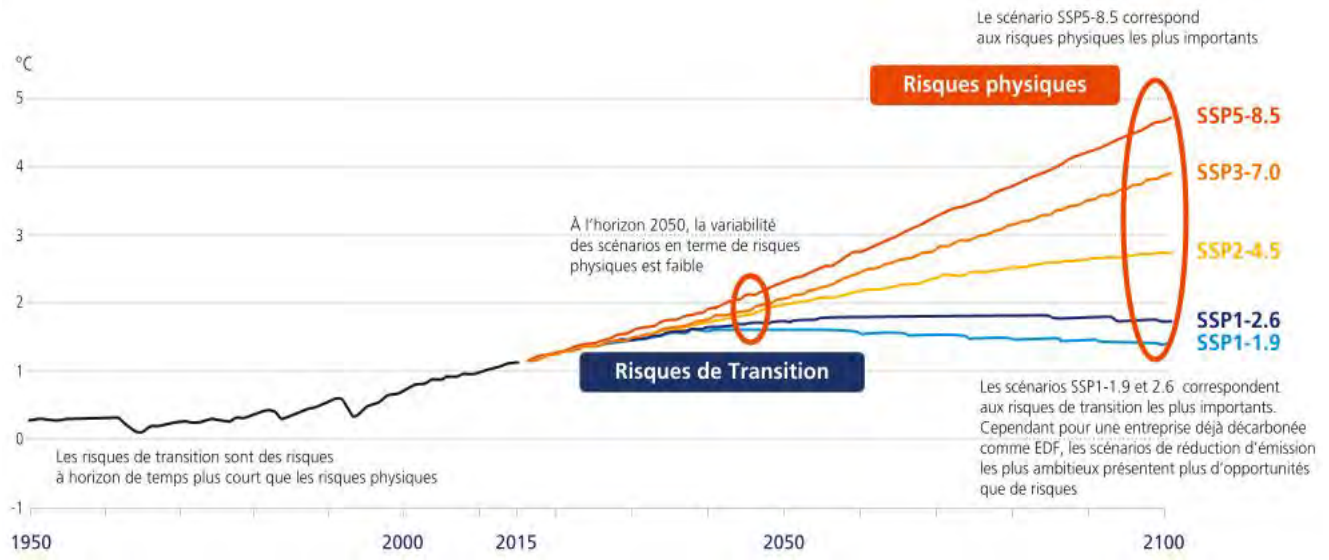
* *Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».*

3.1.3.2.3 L'analyse par scénarios des risques et opportunités climatiques

3.1.3.2.3.1 La scénarisation des risques physiques

Pour l'évaluation quantitative des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les scénarios développés par le GIEC. Il s'agit principalement des scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*) du 5e rapport d'évaluation, qui sont progressivement mis à jour avec les scénarios SSP-RCP (*Shared Socioeconomic Pathways – Representative Concentration Pathway*) du 6e rapport d'évaluation. Ces scénarios sont caractérisés par la valeur du forçage radiatif résultant des émissions de gaz à effet de serre et aérosols cumulées à l'horizon 2100, ainsi que des changements d'affectation des terres : plus le forçage radiatif est élevé, plus le système terre-atmosphère gagne en énergie, se réchauffe et se modifie en conséquence. Seuls les scénarios les plus ambitieux en termes de réduction d'émission de gaz à effet de serre (SSP1-2.6 et SSP1-1.9) donnent une probabilité supérieure à 50 % de limiter la hausse de la température moyenne globale en fin de siècle respectivement à 2 °C et à 1,5 °C de plus que lors de la période préindustrielle. Le scénario tendanciel (SSP5-8.5) a plus de 50 % de probabilité d'aboutir à une hausse supérieure à 4 °C à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle.

Évolution de la température de surface mondiale comparée à la période 1850-1900



Scénarios utilisés	EDF prescrit l'utilisation privilégiée de deux scénarios de référence pour les études d'impact climatique des installations du Groupe : le SSP2-4.5 (scénario médian) et SSP5- 8.5 (scénario le plus impactant). Le choix du couple scénario-modèle est primordial. EDF s'appuie actuellement sur les modèles CMIP-5 et prévoit de passer rapidement à la nouvelle base de données de modèles CMIP-6.
Périmètre	Projections climatiques globales avec descente d'échelle adaptée pour chaque étude à l'installation considérée
Principales Variables considérées	Température de l'air (rendement des centrales nucléaires et thermiques, capacité de transport des réseaux de distribution, risque d'incendie) Débit et température des fleuves (productible hydraulique et nucléaire, risque d'inondation) Niveau de la mer (submersion des infrastructures) Vent et nébulosité (productible éolien et solaire) Tempêtes (endommagement des moyens de production et de distribution) Certaines de ces variables ne sont pas fournies directement par les projections climatiques et doivent faire l'objet d'un calcul spécifique
Horizon temporel considéré	Long terme (2040 à 2100) en raison de la longue durée de vie technique des infrastructures de production et de distribution d'électricité d'EDF. À noter que les scénarios d'émissions conduisent à des évaluations d'impact significativement différentes seulement à partir de 2050, du fait de l'inertie du système climatique et de l'impact prévisible des émissions historiques.

Les scénarios ADAPT

Le service climatique d'EDF R&D a réalisé pour ADAPT une première étude sur les futurs climatiques sur les sites de Chooz et Civaux. Les couples scénarios modèles ont été choisis sur leur capacité à couvrir la plus grande fourchette de risques possible, y compris extrêmes. Une première étude a été menée sur les CNPE de Chooz et de Civaux [(1)].

Exemples de résultats obtenus

Les centrales nucléaires en cours de construction (Flamanville 3, Hinkley Point C, Sizewell C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en prenant en compte les résultats des études d'impact climatique, et notamment les perspectives de hausse du niveau de la mer associée à des houles exceptionnelles. Ainsi pour la centrale de Hinkley Point C (Somerset, UK), une digue de 13,5 mètres de haut a été construite afin de palier l'augmentation de la hauteur des vagues estimée à 4,6 mètres d'ici 100 ans. Cet horizon de temps permet de couvrir à la fois les périodes de fonctionnement et de démantèlement de l'installation. Pour la centrale de Sizewell C (Suffolk, UK), la hauteur de la digue a été fixée à 10,2 mètres, traduisant la plus faible amplitude des marées de la mer du Nord comparée à celle du canal de Bristol.

Les études d'impact climatique conduites sur les installations du groupe EDF ont également permis de quantifier le risque de réduction du productible nucléaire et hydraulique lié à l'augmentation en fréquence et en intensité des périodes de canicule et de sécheresse pendant les périodes estivales. Cependant, ces périodes ne correspondent pas à des périodes tendues en termes d'offre-demande électrique, et que le développement du solaire devrait à terme encore plus limiter le risque pour le système électrique.

Concernant l'exposition aux événements extrêmes de type tempête, cyclone, inondation et incendie, les activités du groupe EDF identifiées comme les plus à risque sont, d'une part, les réseaux de distribution (Enedis), et d'autre part, les activités insulaires d'EDF (SEI et PEI), notamment dans les scénarios les plus pessimistes comme le SSP5- 8.5. Les centrales nucléaires ont des niveaux de sécurité déjà très élevés et leur adaptation aux événements physiques les plus extrêmes fait l'objet d'un réexamen décennal.

L'impact du changement climatique sur l'évolution de la demande en électricité a été modélisé, notamment au niveau national dans le cadre de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » du responsable du réseau de transport français RTE. Cette étude, qui confirme la pertinence de la complémentarité du nucléaire et des renouvelables, met en évidence une augmentation de la demande d'électricité en été (déploiement de la climatisation) et une baisse en hiver (moins de chauffage), qui va dans le sens d'un léger rééquilibrage du profil saisonnier de la demande électrique.

3.1.3.2.3.2 La scénarisation des risques de transition

Pour l'évaluation scénarisée des risques de transition (juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF a retenu les scénarios développés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) pour le World Energy Outlook (WEO) 2022. Ces scénarios ont été sélectionnés du fait de leur large utilisation notamment dans le secteur de l'énergie et de leur granularité à l'échelle régionale et nationale. En cohérence avec les recommandations du WBCSD et de la TCFD, le groupe EDF utilise trois scénarios, un scénario aligné 1,5°C, un scénario aligné « *Well below 2°C* » et un scénario « *Business as usual* ». Le groupe EDF a participé en 2021 avec le WBCSD à la création d'une plateforme d'analyse permettant d'intercomparer facilement ces scénarios (y compris les scénarios du NGFS, de l'UN PRI, du BNEF et de l'IRENA) et de les situer par rapport aux scénarios utilisés par le GIEC.

Scénarios utilisés	Scénario « Aligné 1,5°C » : scénario « *Net Zero* » de l'AIE (NZE) visant la neutralité carbone en 2050 et conduisant à une augmentation de température de + 1,5°C en 2100. Scénario « *Well below 2°C* » : scénario « *Announced Pledges* » de l'AIE (APS), conduisant à une augmentation de température de + 1,7°C en 2100. Scénario « *Business as usual* » : scénario « *Stated Policies* » de l'AIE (*STEPS*) conduisant à une augmentation de température de + 2,5°C en 2100
Périmètre	Scénarios énergie-climat mondiaux déclinés à l'échelle régionale (EU) ou nationale
Principales Variables considérées	Consommation finale en énergie, part de la demande en électricité et en gaz Développement de la mobilité électrique et de l'hydrogène Coût actualisé des différents moyens de production d'électricité (renouvelables, nucléaire, gaz, CCUS) Émissions globales de CO_2, puits de CO_2 et Prix du CO_2
Horizon temporel considéré	Moyen terme (2030 – 2050) car l'Europe et la plupart des pays où opère le groupe EDF sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050

(1) Pour ADAPT, l'étude a considéré l'ensemble des modèles CMIP5 disponibles dans le service climatique, en sélectionnant 4 couples modèle/scénario d'évolution des variables climatiques d'ici 2050 pour tester la résilience du parc : un scénario haut (GFDL-CM3/RCP8.5), un scénario bas (MRI-CGCM3/RCP2.6), deux scénarios intermédiaires (NorESM1-M/RCP4.5) et (BNU-ESM/RCP4.5). En 2023, l'étude sera actualisée avec les données de CMIP 6.

Le tableau ci-dessous présente une évaluation qualitative de l'impact financier des principaux risques de transition pour le modèle d'affaires du groupe EDF.

Hypothèses scénarios	Données monde 2021	Scénarios monde AIE à horizon 2030 vs 2021			Commentaires
		STEPS + 2,5°C en 2100	APS + 1,7°C en 2100	NZE + 1,5°C en 2100	
Part de l'électricité dans le mix d'énergie final	20 %	22 % en 2030 28 % en 2050	24 % en 2030 39 % en 2050	28 % en 2030 52 % en 2050	
Part du gaz naturel dans le mix d'énergie final	16 %	16 % en 2030 15 % en 2050	15 % en 2030 10 % en 2050	14 % en 2030 5 % en 2050	
Prix du CO_2 dans les pays développés	55 €/t CO_2 (EU ETS)	90 \$/t CO_2 en 2030 113 \$/t CO_2 en 2050	135 \$/t CO_2 en 2030 200 \$/t CO_2 en 2050	140 \$/t CO_2 en 2030 250 \$/t CO_2 en 2050	
Modèle d'affaire du groupe EDF	Donnée EDF 2021	STEPS + 2,5°C en 2100	APS + 1,7°C en 2100	NZE + 1,5°C en 2100	
Production et commercialisation d'électricité décarbonée	477 TWh	↗	↗↗	↗↗↗	Opportunité de marché
Production d'électricité d'origine thermique	47 TWh, < 9 % de la prod. élec. totale	↘	↘↘	↘↘↘	Risque réglementaire : Baisse du fonctionnement progressif des CCG, mise en réserve stratégique
Commercialisation de gaz naturel	243 TWh	↘	↘↘	↘↘↘	Risque de marché et opportunité technologique : Substitution du gaz naturel par des pompes à chaleur
Activités régulées (distribution et activités insulaires)	Environ 30 % de l'EBIDTA EDF	↗	↗↗	↗↗↗	Opportunité technologique : Rôle du réseau de distribution pour les énergies décentralisées
Services énergétiques et réseau de chaleur	< 3 % de l'EBIDTA EDF	↗	↗↗	↗↗↗	Opportunité technologique et de marché
Ingénierie et équipement nucléaires	< 2 % de l'EBIDTA EDF	↗	↗↗	↗↗↗	Opportunité technologique et de marché
Nouveaux *business* (H2, mobilité électrique)	ND	↗	↗↗	↗↗↗	Opportunité technologique et de marché

L'électricité décarbonée, le principal levier pour atteindre la neutralité carbone

L'AIE a montré que l'atteinte de la neutralité carbone au niveau mondial passe par un accroissement de l'électrification des usages, associé à une accélération de la décarbonation de l'électricité [(1)]. Dans tous les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale devrait doubler d'ici 2050 (contre 20 % en 2021) et devenir le premier vecteur énergétique mondial. L'AIE anticipe un doublement à 2050 de la consommation électrique finale mondiale alors même que la demande en énergie finale diminue du fait du développement de l'efficacité énergétique et de changements comportementaux. Le scénario climat-énergie le plus ambitieux, le scénario NZE, est également celui où l'augmentation de la demande absolue en électricité augmente le plus vite au niveau mondial.

Les atouts du groupe EDF dans la transition énergétique

Le secteur de la production d'électricité et de la chaleur est, au niveau mondial, le premier secteur émetteur de gaz à effet de serre, représentant à lui seul 25 % des émissions mondiales [(2)]. En France, grâce notamment à la performance carbone du groupe EDF, le secteur de la production d'électricité et de chaleur représente environ 5 % des émissions anthropiques nationales de gaz à effet de serre [(3)].

Le groupe EDF, premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 [(4)], présente un profil atypique d'exposition aux risques de transition. Pour le groupe EDF, le renforcement des politiques visant à accélérer l'atteinte de la neutralité carbone constitue autant de puissantes opportunités de valorisation de son mix décarboné, basé sur l'énergie nucléaire et sur les renouvelables. Ainsi, l'augmentation des prix du CO_2 observée dans les scénarios climat-énergie les plus ambitieux n'impacte pas négativement les performances financières du groupe EDF et pourrait même être considérée comme une opportunité pour le Groupe, en faveur de ses investissements dans de nouveaux moyens de production décarbonés.

Exemples de décisions stratégiques prises par le groupe EDF pour limiter les risques de transition

Le groupe EDF s'est fixé un objectif de contribution à la lutte contre le changement climatique dès sa première politique environnementale de 2005. L'intégration de cet enjeu au cœur de la stratégie du groupe s'est considérablement accélérée avec la signature de l'Accord de Paris (2015), puis les recommandations de la TCFD (2017) et enfin l'adoption de la raison d'être du groupe (2020). Cette démarche a notamment conduit le groupe EDF à prendre les décisions et engagements stratégiques suivants : atteinte du zéro émission nette d'ici 2050 sur tous les scopes d'émission de gaz à effet de serre et toutes ses activités, sortie de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, objectif de 60 GW de puissance installée nette en renouvelables d'ici 2030, grand carénage pour poursuivre l'exploitation des centrales nucléaires existantes, lancement du plan Solaire, du plan Stockage, du

(1) iea.org/reports/net-zero-by-2050
(2) GIEC, AR5.
(3) CITEPA SECTEN 2022.
(4) https://power-producers-ranking.enerdata.net/

plan Mobilité électrique, du plan Hydrogène, création de la Direction Innovation et Programme Pulse (DIPP), création d'Hynamics, etc.

Une analyse des risques et opportunités de transition (voir la section 3.1.3.2.2.2) est conduite annuellement par le groupe EDF. Elle conforte le bon alignement de la stratégie CAP 2030 du Groupe avec les objectifs politiques fixés par l'Accord de Paris et la résilience du modèle d'affaire du Groupe aux différents scénarios envisagés.

3.1.3.2.4 L'utilisation d'un prix du carbone pour orienter les investissements

Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie CAP 2030 et de son engagement de contribuer à atteindre la neutralité carbone sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050.

Pour l'ensemble des pays couverts par l'EU-ETS (système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre) qui concentrent la majeure partie des investissements du groupe EDF, la sensibilité de la rentabilité des projets en matière de production est également évaluée sur la base de scénarios moyen-long terme incluant différentes trajectoires de prix anticipés des quotas d'émissions jusqu'en 2050.

Ces scénarios et les trajectoires de prix du carbone associées sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les régulations climatiques et énergétiques. Conformément au CDP 2022, la fourchette du prix du carbone actuellement retenue par EDF dans ses scénarios est de 50 à 160 €/t CO_2 à l'horizon 2040, avec un prix médian de 90 €/t CO_2.

En permettant d'identifier les risques et opportunités associés aux projets et de tester leur résilience vis-à-vis du changement climatique, cette analyse, fondée sur des scénarios intégrant différentes trajectoires de prix du carbone, contribue à l'orientation des investissements du Groupe.

3.1.3.3 La finance au service de la décarbonation

3.1.3.3.1 Alignement avec la taxonomie européenne

Pour un développement complet, voir les sections 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » et 3.1.1.2.2 « La performance climat au service de la performance intégrée ».

3.1.3.3.2 Recours aux Green Bonds (obligations vertes)

Pour un développement complet, voir le chapitre 6.7 de l'URD.

3.1.3.3.3 Recours aux lignes de crédit indexées sur les indicateurs ESG du Groupe

Pour un développement complet, voir la note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées » de l'annexe aux comptes consolidées qui figure au chapitre 6.1.

3.1.3.4 Engagement en faveur de politiques climatiques ambitieuses

Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation réelle de l'économie.

3.1.3.4.1 Au niveau national

Le groupe EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à sortir de la dépendance aux énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union Française de l'électricité (UFE) qui, dans son livre blanc [1] « Une transition énergétique au service des Français », présente un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « zéro émission », comme par exemple l'introduction de critères d'empreinte carbone et de localisation dans les choix d'investissement (appels d'offres).

EDF s'est joint, en août 2019, à l'initiative du MEDEF « Les entreprises françaises s'engagent pour le climat » [2]. EDF soutient la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire national ambitieux pour permettre à la France d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

3.1.3.4.1.1 Élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC)

EDF est partie prenante de l'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) qui a débuté en 2021 et qui doit aboutir d'ici fin 2024. La SFEC constituera la feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de notre société aux impacts du changement climatique. EDF a notamment remis un cahier d'acteur (n° 66) en février 2022 pour contribuer à ces travaux devant permettre de sortir des énergies fossiles d'ici 2050.

3.1.3.4.1.2 Appels à la sobriété énergétique

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF en 2022 a signé deux tribunes sur la sobriété énergétique publiées dans le JDD en juin et juillet 2022, dont une avec un collectif de 84 dirigeants d'entreprises françaises qui plaident pour faire de la sobriété une approche globale engageant l'économie sur un modèle choisi.

3.1.3.4.2 Au niveau européen

Le *lobbying* européen d'EDF désigne la promotion ou la défense des intérêts de l'entreprise par ses représentants auprès des institutions européennes, conformément à la raison d'être d'EDF et dans le but d'influencer des propositions ou des décisions susceptibles d'avoir un effet sur le climat et sur les activités de l'entreprise.

3.1.3.4.2.1 EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable [3]

La Direction des affaires européennes d'EDF anime les engagements des entités d'EDF auprès des associations professionnelles et des groupes de réflexion, et examine leur alignement avec la raison d'être d'EDF dans le respect des principes de la Transition Juste ainsi que des objectifs de l'Accord de Paris.

Un processus d'examen a été mis en place qui déclenche, si nécessaire, des actions de suivi. Il consiste notamment en des revues et des évaluations annuelles des associations professionnelles partenaires d'EDF, sur la base de leur alignement avec la raison d'être d'EDF, avec l'Accord de Paris et avec les principes de transition juste. Dans le cas où un décalage serait identifié entre les principes de l'association, d'une part, et ce que le Groupe promeut à travers sa raison d'être, ainsi que les objectifs de l'Accord de Paris et les principes de la transition juste, d'autre part, EDF fournit une analyse sur la manière dont, tout en restant membre de l'association, il peut encore promouvoir ses valeurs.

Une fois achevé, et si ce processus d'examen met en lumière des désalignements matériels, la position d'EDF est d'encourager les associations à adopter une approche plus proactive en matière de plaidoyer pour le climat. EDF est convaincu qu'il peut apporter plus efficacement le changement de l'intérieur que de l'extérieur. Cependant, si EDF identifie une faible probabilité d'évolution, le processus d'examen peut conduire à réévaluer l'adhésion du Groupe à certaines organisations et envisager d'en rejoindre de nouvelles [4].

Début 2023, l'ensemble de ce dispositif a fait l'objet d'une présentation aux administrateurs, membres du Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF (voir la section 4.2.3.4 "Comité de responsabilité d'entreprise").

(1) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/
(2) medef.com/fr/communique-de-presse/article/french-business-climate-pledge-les-entreprises-francaises-engagees-pour-le-climat
(3) edf.fr/sites/groupe/files/2022-05/edfgroup_2021_lobbying-process_review_va.pdf.pdf
(4) Voir aussi ce qui est fait en matière de transparence en section 3.3.2.2.1 « Le programme anti-corruption ».

3.1.3.4.2.2 Le groupe EDF est particulièrement actif sur la scène européenne

Il intervient soit en son nom propre (avec un bureau permanent situé à Bruxelles), soit via l'association Eurelectric représentant les électriciens européens. L'engagement du groupe EDF en faveur d'un système de marché de gaz à effet de serre européen robuste et d'une stratégie énergie climat long terme ambitieuse portée par la Commission est reconnu par les parties prenantes, y compris par des Organisations Non Gouvernementales (ONG). Ainsi *InfluenceMap* [1] classe régulièrement le groupe EDF comme l'une des entreprises promouvant le plus activement les enjeux climatiques dans les négociations européennes [2]. EDF agit dans le cadre d'un *lobbying* transparent et responsable (voir la section 3.3.2 « Éthique, conformité et droits humains »).

3.1.3.4.2.3 Le groupe EDF soutient pleinement le « *Green Deal* » européen

Jean-Bernard Lévy, alors Président-Directeur Général d'EDF, a œuvré en 2022 pour promouvoir le *Green Deal* comme une opportunité sociale, industrielle et stratégique pour tous les Européens, et ce autour de quatre piliers : adopter un mode de vie électrique abordable et sobre en carbone en luttant contre la taxation discriminatoire de l'énergie ; veiller à ce qu'une gamme complète de technologies à faible émission de carbone contribue à une décarbonation rentable, favorisant le déploiement des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et l'utilisation de l'hydrogène électrolytique ; montrer la résilience et la flexibilité de l'électricité comme un atout clé pour le *Green Deal*, tout en favorisant l'intégration intelligente et en mettant en évidence les avantages de la numérisation.

Soutien au plan RePowerEU pour accélérer la transition énergétique et renforcer la sécurité énergétique

Jean-Bernard Levy, en tant que Président de l'association EURELECTRIC, a envoyé un courrier à l'ensemble des chefs d'État et de gouvernement européens en amont du Conseil Européen de mars 2022 pour encourager l'Union européenne à réduire sa dépendance aux importations de combustibles fossiles et accélérer vers la neutralité carbone.

EDF s'est joint à l'appel de 120 dirigeants coordonnés par l'association Corporate Leaders Group EU en mai 2022 pour exhorter l'UE à renforcer la sécurité et la résilience énergétiques de l'Europe en accélérant la transition verte dans le cadre du plan REPowerEU.

3.1.3.4.3 Au niveau international

Le groupe EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 [3], fait partie des acteurs non-étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique.

Race To Zero

Le groupe EDF, en rejoignant en février 2020 l'initiative « *Business Ambition for 1.5 degrees : our only future* » fait partie du mouvement *Race To Zero* [4] des Nations Unies, qui vise à atteindre un niveau d'émissions de carbone net zéro d'ici 2050 au plus tard (voir la section 3.1.1.1.1).

Pour la sortie du charbon

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [5] qui promeut la sortie du charbon dans le cadre de l'Accord de Paris, dès 2030 dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Dès 2021, le groupe EDF a apporté son soutien au *Global Coal to Clean Power Transition Statement* [6] lancé par la présidence britannique de la COP26 et déjà signé par 23 pays.

Pour un juste prix du carbone

EDF est partenaire de l'initiative *Carbon Pricing Leadership Group* (CPLC) qui rassemble entreprises, gouvernements, universitaires et ONG pour promouvoir le prix du carbone comme outil de décarbonation de l'économie mondiale. Lors du *Climate Action Summit* organisé par le Secrétaire Général des Nations Unies en septembre 2019, le groupe EDF a signé l'appel du CPLC. Il préconisait un prix de la tonne de carbone de 40 dollars à 80 dollars d'ici 2020 et préconise un prix de 50 dollars à 100 dollars d'ici 2030, en ligne avec le rapport Stern-Stiglitz de 2017, afin de permettre aux pays de respecter l'Accord de Paris.

Pour une ambition 1,5°C

EDF fait partie des 200 entreprises qui à l'occasion de la COP27 en novembre 2022 se sont joints à l'appel de l'association *We Mean Business* pour exhorter les dirigeants à maintenir leur engagement à limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C et à agir rapidement pour le mettre en œuvre.

Le groupe EDF à la COP27

Le groupe EDF était à la COP27 qui s'est tenue à Charm el-Cheick du 6 au 20 novembre 2022. EDF était représentée par une petite délégation composée de représentants de la Direction Impact, de la Direction Internationale, de la DPNT et de EDF Renouvelables. le Groupe a ainsi participé à une demi-douzaine de prises de parole sur des thématiques stratégiques comme l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, les renouvelables et l'évolution du marché de l'électricité.

3.1.3.4.4 Agir de manière cohérente auprès des parties prenantes externes

Le groupe EDF a mis en place une gouvernance spécifique afin d'assurer la cohérence des positions défendues par le Groupe. Il veille à ne pas soutenir des initiatives dont les messages ne seraient pas alignés avec sa propre ambition en termes de lutte contre le changement climatique. EDF n'est plus membre de *Business Europe* depuis le 1er novembre 2020.

Élaboration et validation des positions du Groupe

Toutes les positions clés du Groupe sur les sujets climatiques font l'objet, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, d'une validation par le Comité de Pilotage des Relations avec les Pouvoirs Publics. Ce comité, co-présidé par le Secrétaire Général et le Directeur Exécutif Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation, la Direction Juridique.

3.1.3.4.5 Sensibiliser et informer la société civile

Voir également la section 3.5.4.8 « Communication responsable ».

3.1.3.5 Implication des salariés et des cadres dirigeants en matière de neutralité carbone

EDF met en œuvre des actions pour permettre à ses salariés et ses cadres dirigeants de s'approprier la raison d'être du Groupe et ses engagements climatiques. Ces actions passent par la formation [7], la rémunération et l'intelligence collective.

3.1.3.5.1 Rémunération liée à la lutte contre le changement climatique

Bonus des cadres-dirigeants 2022

Le critère climat retenu est l'intensité carbone [8] de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, à hauteur de 30 % de la part Groupe [9]. Voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants ».

(1) influencemap.org
(2) Les rapports d'activité de la Direction des Affaires européennes EDF sont accessibles en ligne : edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise responsable/rapports-et-indicateurs/rapports
(3) Voir section 3.1.1 « Trajectoire carbone ambitieuse ».
(4) racetozero.unfccc.int/
(5) poweringpastcoal.org/members
(6) ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/
(7) Voir la section 3.3.3.6.5 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».
(8) Voir la section 3.1.1.2.2 « La performance climat au service de la performance intégrée ».
(9) Comprend EDF, Edison, EDF au Royaume-Uni et Luminus.

Accord d'intéressement des salariés 2022

L'accord d'intéressement pour 2022 signé entre la direction d'EDF et les partenaires sociaux intègre, en plus de critères métiers, santé-sécurité et mixité, un critère climat sur l'électrification de la flotte de véhicules EV100. Voir la section 3.3.3.7 « Rémunération ».

3.1.3.5.2 Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique

EDF déploie des initiatives directement centrées sur la lutte contre le réchauffement climatique. Un plan de sobriété énergétique a été mis en place au début du mois d'octobre 2022 afin d'amplifier la mobilisation du Groupe sur les enjeux de sobriété énergétique engendrés par la crise. Ce plan s'appuie sur les salariés et ambitionne de les aider à réduire leurs propres consommations électriques, dans une logique d'exemplarité.

Il leur a été proposé via la communauté VEOL « Combattre le CO_2 » et la mécanique du « passeport neutralité carbone », « les défis de la sobriété énergétique », pour s'informer sur les gestes utiles et passer à l'action. Ceci passe par la réalisation de quiz fondés sur 15 gestes utiles ou « écogestes ». Par ailleurs, un challenge de bonnes pratiques à réaliser en équipe ou de façon individuelle, afin de collecter des idées nouvelles a été lancé en novembre 2022.

3.1.3.5.2.1 Le « Passeport neutralité carbone »

Au travers du programme interne « Combattre le CO_2, ça commence par nous », le « passeport neutralité carbone » lancé fin 2020, permet de tester ses connaissances sur le changement climatique, de réaliser son bilan carbone et de passer à l'action via des défis dans les domaines de la consommation, de l'habitat, de l'alimentation, du transport, du numérique responsable ou encore de la sobriété énergétique.

Passeports neutralité carbone	2022
Nombre de passeports obtenus	36 872
Nombre de défis relevés	76 487

3.1.3.5.2.2 La « Fresque du climat »

Le groupe EDF s'est fixé l'objectif de sensibiliser un maximum de salariés aux enjeux climatiques par l'intermédiaire de la « Fresque du Climat ». Il s'agit d'un outil fondé sur l'intelligence collective, qui facilite la compréhension des rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [1]. En raison de la crise sanitaire, l'essentiel du déploiement initial a été réalisé sous forme digitale avant que les sessions ne reprennent progressivement en mode présentiel au gré des différentes vagues de la crise. Les retours d'expérience montrent que cette modalité est nettement plébiscitée par les participants. À l'écoute de ses salariés, le Groupe choisit donc de privilégier le mode présentiel et ajuste en conséquence le rythme du déploiement.

Fresque du climat	Objectif	2020	2021	2022
Nombre de salariés ayant participé à la Fresque du Climat	171 490*	3 200	22 000	60 000
Nombre de salariés animateurs de la Fresque du Climat		170	780	1 600
Nombre de sessions		330	3 500	6 000

** Effectif Groupe à fin 2022 ; voir la section 3.3.3.9 « Détail des effectifs du Groupe ».*

Temps forts 2022
24 heures de la Fresque 2022

Un millier de personnes dans le groupe EDF ont participé à une Fresque du Climat du 9 juin à 08 h 00 jusqu'au 10 juin à 08 h 00. Des ateliers ont été animés dans plusieurs entités dans le groupe dans le monde (Belgique, Brésil, Chili, Chine, Colombie, France métropolitaine et départements et régions français d'Outre-Mer, Italie, Nouvelle-Calédonie, Royaume-Uni) pour que la Fresque soit tenue en continu, à distance ou en présentiel, en français, anglais, espagnol, portugais. Nouveauté 2022, le projet est désormais porté avec les autres entreprises qui déploient la Fresque : ABB, Société Générale, groupe Bouygues, La Poste, Groupe Atlantis, Aperam, BNP Paribas. Au total environ 2 000 personnes ont participé à cet événement.

Structuration du réseau entreprise

EDF pratique le retour d'expérience avec les entreprises qui planifient un déploiement depuis 2 ans à travers un réseau d'échange animé par l'association la Fresque du Climat. En 2022, des déploiements massifs ont été lancés chez plusieurs d'entre elles grâce aux REX EDF.

Plateforme Fresque

EDF a codéveloppé avec l'association la Fresque du Climat une plateforme de pilotage du déploiement de la fresque pour les besoins propres des deux parties. Cette plateforme a été conçue pour être utilisable dans d'autres organisations et a déjà été proposée aux autres entreprises du réseau.

3.1.3.5.2.3 Les conférences « Eco2 »

Le Groupe a lancé en 2021 les « Conférences Eco2 ». Il s'agit d'un cycle de conférences scientifiques dédié aux enjeux d'une économie neutre en carbone. Ces conférences en ligne ont été suivies par plusieurs milliers de personnes et ont mobilisé, dans une démarche d'intelligence collective, un collectif de 65 personnes, pour moitié d'EDF et pour l'autre moitié hors EDF (dont les membres du réseau *Alumni for the Planet)* [2], qui ont suivi l'ensemble des conférences pour en tirer des enseignements partageables. Ces travaux ont donné lieu en 2022 à la publication d'un livre blanc décrivant de manière concrète le système économique multi-acteurs qui œuvre pour le climat, le bien-être et le développement. [3]

3.1.3.5.2.4 Des « Plans de mobilité durable employeur » élaborés par les salariés

Sites concernés

Dans le cadre de l'accord Mobilité Durable Groupe signé à l'unanimité en novembre 2019, l'engagement a été pris de réaliser un « Plan de mobilité durable employeur » pour les sites de plus de 100 salariés. À fin 2022, 113 plans de mobilité employeur ont été finalisés à l'échelle du groupe EDF en France.

Implication des salariés

Les salariés sont impliqués dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces plans de mobilité employeur.

Dispositifs pour développer la mobilité durable des salariés

- Encourager le recours aux transports peu carbonés : essais de vélos et véhicule électriques, forfait mobilité durable pour les co-voitureurs, remises négociées pour l'achat de véhicules électriques.
- Adapter les infrastructures aux nouvelles modalités de déplacement : installation de bornes de recharge, création ou agrandissement des parkings vélos, réservation de places pour le co-voiturage.

(1) Cet outil développé en 2015 par Cédric Ringenbach a déjà permis de sensibiliser plus de 230 000 personnes dans le monde.
(2) « *Alumni for the Planet* » est un réseau de diplômés de l'enseignement supérieur qui s'engagent et agissent pour le climat et l'environnement (alumniforthepanet.org).
(3) edf.fr/groupe-edf/inventer-l-avenir-de-l-energie/edf-se-transforme-avec-ses-collaborateurs

3.1.3.6 Innovation et R&D au service de la transition énergétique

À fin 2022, la R&D d'EDF compte 1 747 collaborateurs en France, et dispose d'un budget essentiellement dédié à la transition énergétique et climatique [1].

Répartition des investissements de R&D par technologie

99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D en France sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques. Ceux-ci portent notamment sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage d'électricité, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales (biodiversité, qualité de l'eau, réduction des nuisances). Le nucléaire représente 42 % des dépenses d'EDF R&D et les ENR 14 %.

Action menée autour des questions de décarbonation et de sobriété énergétique

La R&D d'EDF travaille sur la thématique de la décarbonation profonde du secteur industriel. Suite à la mise en application de la nouvelle réglementation RE2020 en 2021, la R&D d'EDF a mené des travaux de co-développement des solutions PAC avec les fabricants afin d'élargir l'offre. EDF R&D est également mobilisée pour accompagner les métiers du groupe pour répondre aux attentes des ménages qui souhaitent construire ou rénover un habitat moins carboné.

Par ailleurs, la transition énergétique passe par l'exploration de solutions innovantes au sein de l'écosystème « EDF Pulse » (voir la section 3.3.3.6.6 « Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF Pulse »),

3.1.4 Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants

Un levier majeur de décarbonation

Dès lors que l'électricité est largement décarbonée, le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques sobres et innovants forment l'un des axes de travail essentiels dans la lutte contre le réchauffement climatique.

Développer les offres appropriées

Le groupe EDF contribue à cet objectif au moyen d'offres adaptées aux différents marchés : promotion de l'usage de la pompe à chaleur, de la mobilité électrique, des solutions d'efficacité énergétique. Voir la section 3.1.4.3 « Développer des services énergétiques efficaces, sobres et innovants ».

Poser les conditions d'un développement d'usages sobres, efficaces et innovants

Electrifier les secteurs les plus émetteurs de CO_2 suppose de disposer des conditions favorables à un tel développement. Voir la section 3.1.4.2 « Poser les conditions d'un développement efficace des usages de l'électricité ».

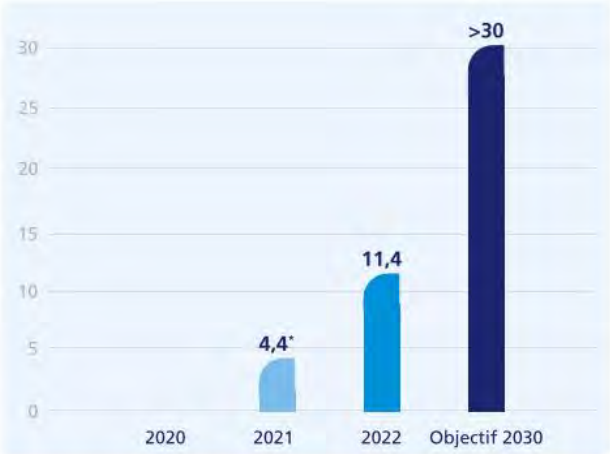
3.1.4.1 Engagement dans l'accompagnement de la décarbonation des clients

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'un des indicateurs majeurs au regard de la lutte contre le réchauffement climatique concerne les émissions de CO_2 évitées. Bien qu'il n'existe pas à ce jour de référence externe reconnue permettant de déterminer les émissions évitées chez les clients par les produits et services vendus, EDF s'appuie sur des principes de calcul alignés sur les pratiques les plus couramment constatées. En parallèle, EDF s'implique dans divers travaux français et internationaux qui visent à développer de telles méthodes de référence. L'objectif est d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à horizon 2030 [1].

Le résultat 2022 porte sur une partie seulement des produits et services commercialisés par EDF. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes.

Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants *(en MtCO2)*



**Donnée calculée en 2021 pour EDF et Dalkia, sur un périmètre de services plus restreint.*

(1) Voir la section 1.5 « Recherche et développement (R&D), brevets et licences ».
(2) Doublement de l'objectif par rapport à 2021, du fait de l'élargissement du périmètre géographique et fonctionnel ; pour le détail, voir la section 3.6.3.4 « Précisions sur les indicateurs de performance (KPI) ».

3.1.4.2 Poser les conditions d'un développement sobre et efficace des usages de l'électricité

3.1.4.2.1 Un réseau plus robuste, plus intelligent, plus flexible

Grâce aux programmes de renouvellement, de rénovation programmée et d'enfouissement des lignes menés par les gestionnaires de réseaux dans les zones à risques climatiques, la fréquence de coupure est en baisse ce qui se traduit par une diminution du temps moyen de coupure par client.

	2020	2021	2022
SAIDI (min.)*	52	56	59,5
CAIDI (min.)	76	92,5	85,9
SAIFI (min.)	0,68	0,61	0,69

**SAIDI : System Average Interruption Duration Index ; CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index ; SAIFI : System Average Interruption Frequency Index.*

En 2022, le temps moyen de coupure, hors incidents transport et hors incidents exceptionnels, a été de 59,5 minutes (chiffre non définitif). Ce résultat de bon niveau respecte l'objectif fixé à 62 minutes par la régulation incitative dans le cadre du TURPE, et ce malgré plusieurs évènements qui ont mis la résilience des réseaux à l'épreuve. L'année a en effet débuté par plusieurs tempêtes : Eunice (classée événement exceptionnel sur le Nord Pas de Calais et la Somme) et Franklin en février, puis Diego en avril. L'été a ensuite été marqué par des épisodes orageux (impact sur les réseaux aériens), et par plusieurs vagues de chaleur d'une durée inédite et d'une forte intensité (impact sur les réseaux souterrains).

3.1.4.2.1.1 Plus « intelligent »

En matière de technologie *smartgrid*, le réseau HTA (20 kV) est déjà smart puisque supervisé, équipé d'automatismes de réalimentation a progressé en intégrant des détecteurs de défauts communicants sur le réseau aérien, et des organes de manœuvre télé-administrés. Le bon fonctionnement de ces appareils est dorénavant supervisé en continu, et des mises à jour logiciel peuvent être effectuées à distance. S'agissant du réseau BT, le déploiement des compteurs communicants par Enedis permet aujourd'hui d'avoir une vision en temps réel des caractéristiques de l'électricité au niveau de chaque client. Enedis et EDF dans les zones non interconnectées à la métropole continentale et hors Europe continuent à installer des compteurs électriques connectés, permettant au client de suivre sa consommation d'électricité.

	2020	2021	2022
Nombre de compteurs communicants *(en millions)**	32	37,6	40,6

** Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

À fin 2022, 40,6 millions de compteurs ont été posés, dont près de 36,6 millions en France [1], mais aussi au Royaume-Uni et en Inde.

3.1.4.2.1.2 Plus flexible

Feuille de route

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a publié en 2020 sa feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités

Contrats de flexibilité

La nouvelle version du Contrat d'accès au Réseau Public de Distribution (CARD) pour une Installation de Production raccordée en HTA [2] a été finalisée fin 2022 et est entrée en vigueur au 1er janvier 2023. Elle prend en compte les flexibilités et la disponibilité réseau, permettant ainsi de maximiser l'énergie injectée tout en reflétant les contraintes d'exploitation et de maintenance des réseaux publics.

Offre de Raccordement Intelligente

Depuis fin 2021, Enedis peut proposer à tout producteur HTA qui le demande, une offre de raccordement alternative à modulation de puissance (également appelée Offre de Raccordement Intelligente).

Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR

Enedis teste en situation, sur 8 postes sources des Landes et de la Somme, une nouvelle méthode de dimensionnement des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des EnR, avec pour effet immédiat de libérer plus de 200 MW de capacité de raccordement grâce aux flexibilités (Projet ReFlex).

Enedis, 1er du classement mondial du Smart Grid Index

Pour la seconde année consécutive, Enedis se classe 1er du classement mondial parmi 80 gestionnaires de réseaux, dans le cadre du *benchmark* international « *Smart Grid Index* (SGI) », qui évalue le degré « d'intelligence » des réseaux électriques à l'échelle mondiale [3].

(1) Au périmètre Enedis et SEI.
(2) Enedis.fr/media/1895/download
(3) www.spgroup.com.sg/sp-powergrid/overview/smart-grid-index

3.1.4.2.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

3.1.4.2.2.1 Des solutions innovantes en matière d'effacement

Pour les clients alimentés en haute tension, il est proposé de souscrire un contrat d'effacement, qui consiste pour un client à réduire sa consommation d'électricité sur demande d'EDF, en contrepartie d'une rémunération.

Le groupe EDF propose plusieurs offres d'effacement, opérées par sa filiale Agregio :

- l'offre Engagement de capacité permet au client de s'engager à effacer une partie de sa puissance consommée, selon des modalités définies en fonction des possibilités du client (plage horaire d'effacement, préavis, etc.) ;
- l'offre Bonus Effacement, disponible depuis fin septembre 2022, est plus souple pour le client, car moins engageante. Il peut accepter ou refuser de s'effacer avec un préavis de 2 jours ;
- des offres sur mesure sont également proposées pour les consommateurs industriels et tertiaires les plus avertis et pour lesquels les modalités d'effacement nécessitent de construire une offre dédiée

3.1.4.2.2.2 Des solutions innovantes en matière d'auto-consommation et de stockage

Plan stockage

La stratégie de développement du stockage initiée en 2018 se traduit par environ 1,2 GW de projets réalisés ou sécurisés à fin 2022. En 2022, le Groupe a procédé à la mise en service de 62 MW d'installations de batteries dans les ZNI, en Chine et aux États-Unis, a démarré la construction de nouveaux projets et a amplifié le développement de projets au Royaume-Uni et aux États-Unis. Les projets du Groupe en matière de stockage sont des STEP, des hybridations de batteries avec des ENR, des batteries directement raccordées au réseau et du stockage chez les clients.

EDF Store & Forecast

La filiale EDF Store & Forecast développe et commercialise des solutions matérielles et logicielles intelligentes pour maximiser la valeur des énergies renouvelables. Grâce à ces solutions, la filiale accompagne ses clients tout au long de leurs projets d'optimisation énergétique : conseil, fourniture de systèmes de stockage et de logiciels de pilotage de l'énergie, service de prévisions de production et de consommation.

DREEV

DREEV est une co-entreprise créée entre EDF et NUVVE dans le domaine de la mobilité électrique : elle développe des solutions de recharge intelligente, dont la solution de recharge bidirectionnelle, *vehicle-to-grid* (V2G). Cette technologie permet de recharger en électricité les véhicules compatibles mais aussi de réinjecter l'énergie stockée dans leurs batteries dans des bâtiments quand ces voitures sont à l'arrêt, reliées à la borne de recharge V2G. Cette technologie a été certifiée par RTE reconnaissant sa participation à l'équilibrage du système électrique. En effet, en activant en quelques secondes la charge et la décharge des batteries d'un grand nombre de véhicules électriques répartis sur le territoire national, DREEV peut contribuer à ajuster l'équilibre production-consommation. Une première en France.

Par ailleurs, DREEV participe au projet EVVE, aux côtés de EDF et d'un consortium d'entreprises. Soutenu par le Fond d'Innovation européen, qui vise à promouvoir les technologies innovantes de décarbonation, ce démonstrateur participe à l'objectif de neutralité carbone fixé par l'Union Européenne d'ici 2050. Avec 800 bornes V2G installées d'ici fin 2024, soit une capacité de stockage de 8 MW, ce sont près de de 25 000 tonnes d'émissions de CO_2 qui seront évitées au cours des dix premières années d'exploitation du projet.

3.1.4.2.2.3 L'intelligence artificielle au service d'un développement sobre et efficace

Yxir

Yxir est la nouvelle filiale du groupe EDF qui permet aux industriels, via l'Intelligence Artificielle (IA), de maîtriser la qualité de leurs produits et services grâce au traitement et à l'analyse des données issues de leur système de management de la qualité. Avec Yxir, EDF a pour ambition de répondre à l'enjeu et au coût de la « non-qualité » pour les industriels, améliorant ainsi leur performance, la maîtrise de leurs usages énergétiques et leur résilience.

Enerbrain

Enerbrain est une start-up italienne spécialisée dans les solutions de smart building, au portefeuille d'EDF Pulse Holding depuis 2021. Elle a développé une solution d'optimisation de l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires qui s'appuie sur la technologie IoT intégrant l'intelligence artificielle. Sans avoir à remplacer leurs systèmes existants, les clients d'Enerbrain peuvent ainsi non seulement atteindre des objectifs de durabilité et de transformation numérique, mais aussi réduire leurs dépenses énergétiques et leurs émissions de CO_2.

Dalkia Analytics

Dalkia Analytics offre un service de pilotage de la performance énergétique et environnementale destiné aux sites à enjeux industriels. Cette offre, déployée sur plus de 100 sites, permet de capter de nouveaux gisements d'économies d'énergie grâce à l'IA en croisant les données de production et de consommation. Elle permet aussi d'accompagner les démarches de certification ISO 50001 et de décarbonation.

3.1.4.2.3 Des innovations techniques et financières

L'objectif d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix raisonnable. EDF, forte des valeurs de service public, estime que l'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. En France, plus de 20 millions de logements et 1,5 million de sites professionnels ont choisi le tarif réglementé de vente (TRV). Dans un marché toujours plus concurrentiel, et avec plus de 2 millions clients résidentiels qui ont déjà opté pour les offres de marché d'EDF, le Groupe a diversifié sa gamme d'offres pour répondre à la demande [(1)].

Les innovations contractuelles et financières [(2)] font partie des leviers influant le coût abordable de l'électricité, par exemple :

3.1.4.2.3.1 Contrat d'électricité prix fixe

EDF Entreprises propose dans ce cadre un seul contrat et une seule facture pour l'ensemble des sites d'un client. Ce « Contrat électricité prix fixes » s'adresse aux entreprises.

3.1.4.2.3.2 Power Purchase Agreement (PPA)

Un *Power Purchase Agreement* (PPA) est un contrat entre un acheteur d'électricité (pouvant être un client) et un producteur d'électricité d'origine renouvelable, à un prix négocié pour toute la durée du contrat. Ce modèle de contrat encourage le développement des énergies renouvelables et constitue un engagement supplémentaire des clients dans le développement des énergies renouvelables en complément de la certification par le système de garantie d'origine de la provenance de l'énergie. Agregio, filiale du groupe EDF dispose d'une expertise permettant d'accompagner les acheteurs souhaitant s'engager dans de tels contrats.

EDF peut proposer à ses clients des contrats de fourniture intégrant directement une partie de l'approvisionnement via un PPA. Ainsi dans le contrat de fourniture en énergie signé avec Bouygues Telecom, EDF intègre 203 GWh d'approvisionnement en électricité renouvelable entre 2022 et 2024, soit l'équivalent de la production électrique de six parcs éoliens exploités par sa filiale EDF Renouvelables. Le contrat de fourniture établi pour une durée de trois ans, garantit ainsi le prolongement de l'exploitation de ces parcs en sortie du dispositif d'obligation d'achat. L'approvisionnement du PPA intégré dans le contrat de fourniture de Bouygues Telecom sera assuré via Agregio, la filiale du groupe EDF spécialisée dans la valorisation des productions d'énergie renouvelable.

Un PPA couvre aussi environ 25 % des besoins en électricité des principaux sites français de l'Oréal, soit 42 GWh. Il s'agit ici d'un contrat d'achat direct de production signé avec EDF Renouvelables qui permet à l'Oréal de profiter d'un prix d'achat garanti pendant toute la durée du contrat.

3.1.4.2.3.3 L'accompagnement financier

La Prime économies d'énergie d'EDF Entreprises permet de contribuer au financement des travaux de rénovation et d'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments.

3.1.4.2.4 La qualité de service, gage de confiance

Les enquêtes de satisfaction clients sont déployées dans toutes les directions et filiales concernées. Elles permettent d'ajuster les offres et les processus aux besoins des clients et alimentent les plans d'action d'amélioration continue.

Les réclamations des clients particuliers sont prises en compte comme des opportunités de rétablir la confiance et d'améliorer les processus. Les conseillers du service client sont formés à la détection et la prise en charge des réclamations clients. Si une insatisfaction demeure, le client peut s'adresser au service consommateur où un chargé de satisfaction devient son interlocuteur unique et privilégié tout au long de la résolution de sa réclamation. L'analyse des réclamations permet l'amélioration des processus et le maintien de la qualité de traitement.

3.1.4.2.4.1 Relation client

La qualité du service client d'EDF est reconnue. Plus de 9 clients sur 10 sont satisfaits de leur échange avec les conseillers d'EDF. Selon les derniers rapports du Médiateur National de l'Énergie, EDF a le taux de litiges parmi les plus bas des fournisseurs d'énergie en France. Dès 2021, EDF est devenu le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » qui reconnaît les entreprises françaises choisissant d'implanter l'intégralité de leurs services clients en France. Voir la section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle ».

3.1.4.2.4.2 Accessibilité numérique

EDF & moi : l'application EDF & Moi est considérée comme l'une des meilleures du marché des énergéticiens avec plus de 16,6 millions de téléchargements. Déjà nominée aux *Webby Awards 2021*, elle est régulièrement la mieux notée des applications mises à disposition par les énergéticiens.

Du consommateur au consom'acteur : l'action du Groupe en matière de développement d'outils numériques a permis de renforcer l'accessibilité aux informations. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre le changement culturel qui s'opère, *a fortiori* sur 2022 en raison de la flambée des prix de l'énergie.

(1) On peut par exemple citer le lancement en 2022 du challenge sobriété énergétique pour les clients particuliers en offre de marché : edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-lance-un-challenge-sobriete-energetique-pour-ses-clients-particuliers-en-offre-de-marche

(2) Voir également la section 1.4.2.2 « Les activités de la Direction Commerce ».

	2020	2021	2022
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation *(en millions)**	73	74,3	157,5

** Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».*

Sur la base de statistiques récentes, on a pu observer que plus de 6,2 millions de clients se connectent au moins une fois dans l'année à ces solutions. Plus de 800 000 d'entre eux sont des utilisateurs « superactifs », dans le sens où ils se connectent au moins 6 fois les 6 derniers mois. Les utilisateurs se connectent en moyenne chacun un peu plus de 11 fois. Les visites sont relativement saisonnières : les pointes de consultation sont principalement observées en hiver, en période froide. Elles sont plus fréquentes en début de semaine, entre le lundi et le mercredi. Deux tiers des visites sont effectués depuis un mobile, un petit tiers depuis un ordinateur et 5 % depuis une tablette. À chaque visite, les utilisateurs visualisent en moyenne 12 pages, sur une durée moyenne de 2,5 minutes (près de 4 minutes depuis un ordinateur et 2 minutes depuis un mobile).

3.1.4.3 Développer des services énergétiques sobres, efficaces et innovants

Le développement des usages de l'électricité, appelé à s'amplifier, constitue un levier d'accompagnement des clients dans une démarche de décarbonation. Dans cet objectif, le groupe EDF s'est engagé à développer une large palette d'offres adaptées aux différents marchés [(1)].

3.1.4.3.1 Des solutions de décarbonation pour l'habitat

La nouvelle réglementation environnementale RE2020 est entrée en vigueur le 1er janvier 2022. Elle traite principalement de la construction neuve résidentielle en habitat individuel et collectif, ainsi que des bâtiments tertiaires à usages de bureaux et d'enseignement. EDF, convaincu de l'urgence de décarboner le bâtiment par l'électrification des usages et la promotion des réseaux de chauffage vertueux, avait participé à toutes les séquences de concertation menées par les autorités publiques. Il reste aujourd'hui à accompagner les différents sujets restant à traiter, et qui concernent les analyses de cycles de vie, singulièrement des Pompes à Chaleur, mais aussi les problématiques de labellisation, prégnantes aujourd'hui. Il est à noter que ce développement des usages de l'électricité ne s'accompagne pas d'une forte inflation en demande, puisque l'isolation, l'utilisation de solution de chauffage et d'eau chaude sanitaire performantes telles que les Pompes à Chaleur conduisent à une demande unitaire mesurée, et compatible avec les efforts de sobriété envisagés.

Les offres commerciales de décarbonation pour ses clients de l'habitat individuel et collectif (isolation, pompes-à-chaleur, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations) sont portées par EDF et ses filiales [(2)].

3.1.4.3.1.1 Rénovation énergétique

IZI by EDF, la marque de services de proximité d'EDF, ne cesse de compléter son offre de rénovation énergétique performante afin d'accompagner les clients particuliers et commerçants dans la transition énergétique. Sa gamme évolue par la création de nouvelles offres : isolation des murs par l'extérieur, pompes à chaleur air-air etc.

3.1.4.3.1.2 Chauffage et eau chaude

Le groupe IZI Confort est présent partout en France avec plus de 1 000 collaborateurs pour assurer l'entretien, le dépannage et l'installation de pompes à chaleur (PAC), chaudières, et autres équipements de chauffage et d'eau chaude.

3.1.4.3.1.3 Entretien, dépannage et installation

Le groupe Cham est présent partout en France pour l'entretien, le dépannage et l'installation de chaudières et pompes à chaleur. Cham redéfinit son ambition pour devenir le spécialiste des solutions de chauffage et d'eau chaude. [(3)]

3.1.4.3.1.4 Leader de l'auto-consommation en France

La filiale EDF EnR permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin. Cette offre permet au client de maximiser son taux d'autoconsommation, de suivre en temps réel sa consommation en ligne et de maîtriser ainsi ses dépenses énergétiques (voir la section 1.4.1.3.3 « L'activité d'EDF Renouvelables »). EDF EnR est leader sur le segment des particuliers avec une part de marché supérieure à 20 % en nombre d'installations < 9 kW.

3.1.4.3.2 Des solutions de décarbonation pour l'industrie

3.1.4.3.2.1 Le conseil en décarbonation

Le groupe EDF a lancé en 2022 une offre de conseil en décarbonation qui se décline en Décarb'On à l'attention des PMI et GE, et Décarb'On Expert à l'attention des Grandes Entreprises et Grands Comptes. Le groupe EDF propose ainsi à ces clients de les accompagner dans le bilan et l'analyse de leurs émissions carbone (scope 1, 2 et 3), dans la définition des objectifs et de la stratégie de réduction de ces émissions et enfin dans la mise en œuvre d'une feuille de route opérationnelle des actions à réaliser. Le groupe EDF se présente comme un leader de la décarbonation.

3.1.4.3.2.2 Électrification du process

Le champ prioritaire pour la décarbonation de l'industrie consiste à basculer la chaleur fossile vers des solutions électriques matures. Le groupe EDF déploie auprès de ses clients des Pompes à Chaleur (PAC) industrielles haute température et très haute température, fours à résistances, fours à conduction, fours infrarouge, fours à induction et à arc (en substitution d'alimentation fioul ou gaz) et de la compression mécanique de vapeur.

Pompe à Chaleur Transpac (PAC THT)

Dalkia a signé la première installation clé en main d'une pompe à chaleur transcritique chez le papetier WEPA Greenfield SAS. Cette pompe chaleur, technologie brevetée par EDF R&D, permettra la récupération de chaleur dans les buées de la machine à papier permettant une économie d'énergie de 4,6 GWh par an et une réduction annuelle des émissions de CO_2 de 1 000 tonnes. Dalkia s'est également vu confier l'exploitation et la maintenance de l'installation pour 5 ans.

3.1.4.3.2.3 Chaleur bas carbone

Dalkia est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, le groupe EDF est lauréat de nombreux projets de chaudières biomasse en substitution de combustibles fossiles.

Chaudières biomasse

Chez Swiss Krono France, Dalkia et Meridiam finalisent la signature du projet Green Energy. Ce projet d'envergure va permettre de remplacer la quasi-totalité du gaz consommé sur le site de fabrication de Swiss Krono France à Sully-sur-Loire par de la biomasse issue du processus de production. Objectif : 35 000 tonnes de CO_2 fossiles évitées par an, au service d'une productivité croissante. Le projet Green Energy a reçu un soutien de 3,8 millions d'euros dans le cadre du plan France Relance et de 11 millions d'euros via le plan de décarbonation BCIAT (ADEME).

3.1.4.3.2.4 Efficacité énergétique

Aerofreecooling

Sur le site STMicroelectronics de Rousset, afin de réduire la consommation énergétique du client, Dalkia a mis en place une solution de production d'eau froide (*aerofreecooling*) complétée par le remplacement de cinq groupes froid (*chillers*) avec récupération d'énergie. La réduction énergétique totale attendue est de 4 500 MWh par an, soit une amélioration de 20 % par rapport à l'installation initiale.

(1) Pour la France, voir aussi la section 1.4.2 « Activités de commercialisation ».
(2) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.4.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».
(3) Voir également l'offre « Solution Dépannage Confiance » en section 1.4.2.2.1.1 « Les clients particuliers », et notamment « Les fonctionnalités et les services ».

Air comprimé

Dalkia Air solutions accompagne la société Trinature pour le développement de son unité de surgélation et de conditionnement de légumes à Blaringhem dans le département du Nord. Les équipes ont proposé à Trinature une solution responsable et adaptée au secteur agro-alimentaire en utilisant l'huile Food grade, intégrant une centrale d'air comprimé, associée à la réalisation d'un réseau d'air pour la zone de production.

3.1.4.3.2.5 Accompagnement global

Stellantis

Fournisseur en énergie de plus de 150 sites de PSA, EDF accompagne le constructeur dans l'identification des gisements d'économies d'énergie, notamment en réalisant un plan de performance énergétique.

Les filiales d'EDF accompagnent PSA afin d'améliorer sa performance énergétique et de décarboner ses usages :

- Dalkia : à Charleville-Mézières, Dalkia récupère la chaleur fatale issue des fours de l'usine Stellantis pour la réinjecter dans le réseau de chaleur de la ville. Dalkia assiste six sites PSA sur des questions liées à la fourniture et à la récupération de chaleur, au raccordement au réseau local et à d'autres prestations multitechniques ;
- Perfesco : recherche toutes les pistes d'optimisation énergétiques, de l'éclairage aux équipements de process, sur plusieurs sites et projets PSA en France et à l'étranger. Ce travail de reconception génère des économies d'énergie de plus de 10 GWh par an ;
- Izivia : Stellantis a choisi IZIVIA pour équiper en bornes de recharge les sites tertiaires et industriels du constructeur dans huit pays d'Europe.

3.1.4.3.3 Des solutions de décarbonation pour l'agriculture

Pour accompagner le secteur dans sa lutte contre le changement climatique, le groupe EDF a mis en place des offres telles que l'installation de panneaux photovoltaïques, la production d'électricité et de chaleur à partir de biogaz, l'amélioration de l'efficacité énergétique d'équipements agricoles, le chauffage d'écoserres agricoles par valorisation des déchets ménagers, ou encore la mise en place d'une pile à hydrogène pour alimenter des machines à traire.

La nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP), notamment en charge du cadrage stratégique des axes d'innovation et des projets à enjeux, s'est penchée sur la question du secteur agroalimentaire. À ce titre, elle a produit une analyse qui prépare la structuration d'une nouvelle approche du domaine de l'agriculture en fonction du type de filières agricoles et agroalimentaires concerné (pré-ciblage), et au vu des thèmes d'actions concernés (efficacité, décarbonation, production locale d'énergie, incluant également les questions de financement).

3.1.4.3.4 Des solutions de décarbonation pour le tertiaire

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale.

Développement de réseau de chaleur et de froid

Le Futuroscope s'est fixé un objectif ambitieux, atteindre la neutralité carbone à fin 2025. Pour l'accompagner dans ce projet, il a confié à son partenaire historique Dikeos, filiale du groupe Dalkia, la conception, la réalisation et l'exploitation d'un réseau de chauffage et de climatisation vertueux. De nouvelles installations de production de chaleur et de froid issues d'énergies renouvelables verront le jour dès 2025 pour verdir encore le mix énergétique du Parc. Grâce à cette démarche environnementale globale, c'est environ 3 500 tonnes de CO_2 que le Parc n'émettra pas chaque année. À terme, le programme environnemental du Futuroscope associé aux travaux d'amélioration de la performance énergétique, permettra de diminuer de 80 % les émissions de gaz à effet de serre ; les 20 % restant seront séquestrés sous forme de puits carbone. À fin 2025, le parc ne consommera plus d'énergie fossile.

Efficacité énergétique : des solutions de décarbonation pour la santé

Dalkia et le groupe Medeos ont signé un contrat de performance énergétique (CPE) portant sur une dizaine de résidences médicalisées. Le contrat comporte différents volets : la réalisation d'un audit technique de chaque Ehpad ; la mise en place d'un outil d'aide à la décision pour affiner le choix des actions de performance énergétique ; la prise en charge des dossiers d'aide au financement, liés aux certificats d'économie d'énergie (CEE) ; un bouquet de travaux d'optimisation. L'ensemble prévoit 20 % de potentiel d'économies d'énergie pour le groupe Medeos.

3.1.4.3.5 Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires.

Réseaux de chaleur vertueux par la récupération de chaleur : Maubeuge

Afin de fournir à la ville de Maubeuge une solution de chauffage responsable et économiquement performante, les équipes de Dalkia se sont appuyées sur la récupération de la chaleur fatale issue du centre de valorisation des déchets existant, pour l'injecter dans un réseau urbain de chauffage et d'eau chaude sanitaire. C'est 83 % d'ENR&R dans le mix énergétique du réseau et 10 100 tonnes de CO_2 évitées chaque année.

Le réseau de chaleur 100 % EnR grâce au Bois Énergie : Lunéville

La ville de Lunéville a accordé sa confiance à Dalkia pour la création et l'exploitation de son futur réseau de chauffage urbain alimenté à 100 % en énergie renouvelable (EnR) : le bois-énergie. Une première en France pour un réseau de chaleur de cette importance. Une chaufferie biomasse de 8,5 MW sera ainsi construite. Elle utilisera près de 16 000 tonnes de bois-énergie (de type plaquettes forestières) provenant de forêts situées dans un rayon inférieur à 100 km

Ce réseau de chauffage urbain perCmet à la ville de conforter son action dans la lutte contre le réchauffement climatique, contre la précarité énergétique et pour maîtriser les rejets atmosphériques avec plus de 8 000 tonnes de CO_2 évitées par an.

Cet investissement de 21,8 millions d'euros sera porté par Dalkia avec le soutien du Fonds Chaleur de l'ADEME à hauteur de 6,9 millions d'euros.

La performance énergétique et environnementale de la lumière

À Paris, Citelum France, filiale de Dalkia Electrotechnics, remporte, en groupement avec Eiffage Énergie Systèmes Ile-de-France, le marché de la Ville de Paris pour l'éclairage public, la signalisation lumineuse et les illuminations pour un montant global de 704 millions d'euros, à ce jour le plus important contrat jamais passé en France dans ce domaine. Ce contrat vise ainsi à améliorer la qualité structurelle, la performance et la résilience des installations de la Ville : 30 % de réduction des consommations de l'éclairage public et 240 GWh d'économies d'énergie cumulées.

Autoconsommation collective

EDF développe son offre de services à l'autoconsommation collective avec la plateforme numérique Communtiz, dédiée à la gestion d'opérations d'autoconsommation collective. Elle facilite l'intégration de projets d'énergie renouvelable et un partage optimisé de l'énergie produite en autoconsommation à l'échelle locale au sein d'un même bâtiment (ex : résidence sociale, copropriété), entre différents bâtiments (ex. : patrimoine d'une collectivité), équipements (ex : réseau de chaleur) ou acteurs du territoire (ex : entreprises d'une zone d'activité).

3.1.4.3.6 Des solutions de décarbonation pour le transport

3.1.4.3.6.1 Objectifs du plan mobilité électrique

Lancé en 2018, ce plan vise 30 % de parts de marché dans la fourniture d'électricité des véhicules électriques sur les 4 grands marchés du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique), le déploiement de 400 000 points de charge et l'exploitation de 20 000 points de smart charging d'ici 2023. Fin 2022, le groupe EDF avait déployé près de 270 000 PDC, dont environ 230 000 PDC au Royaume-Uni et près de 25 000 en France, et 17 000 points de *smart charging*.

3.1.4.3.6.2 Développement des infrastructures de recharge

Dans le cadre du plan mobilité électrique, le groupe EDF propose une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, et collectivités.

Izivia Réseaux

IZIVIA, acteur de référence en France, est l'un des premiers exploitants de réseau de recharge.

En 2022, Izivia a gagné des appels d'offres significatifs pour le déploiement de bornes de recharge sur des sites ouverts au public :

- unique acteur référencé nationalement auprès du groupement des Mousquetaires ;
- QPark pour l'installation de 4 000 points de charge.

Izivia a également lancé le projet Izivia Express, un nouveau réseau national de plus de 300 points de charge rapide de 50 kW à 150 kW couvrant l'ensemble du territoire français et ciblant des lieux à forte fréquentation.

Services de pilotage avancé de la recharge

Avec le soutien du Fonds d'innovation européen qui vise à promouvoir les technologies innovantes de décarbonation, le groupe EDF va déployer 800 bornes de recharge bidirectionnelle (*Vehicle-to-Grid* or V2G) à l'échelle européenne, notamment en France. Baptisé EVVE (*Environmental Valorization of Virtual Electricity storage*), ce projet permettra de mettre en avant la contribution du V2G à la décarbonation du transport et à la valorisation de l'énergie bas carbone.

PV et bornes de recharge

EDF ENR et IZIVIA proposent une offre intégrée aux entreprises ou collectivités d'installer des ombrières photovoltaïques équipées de bornes de recharge.

IZI by EDF

IZI by EDF, la marque de services de proximité d'EDF, propose l'installation de solutions de recharge à domicile ou pour un petit local professionnel que ce soit en maison individuelle ou en copropriété.

Royaume-Uni

Pod Point, leader de la solution de recharge pour particuliers au Royaume-Uni, poursuit son développement en 2022 avec une progression de ses ventes de 65 % entre les 1ers semestre 2021 et 2022. Pod point contribue ainsi à l'atteinte des objectifs du groupe EDF.

États-Unis

L'acquisition de PowerFlex Systems (PowerFlex) en septembre 2019, société pionnière dans le domaine des technologies de recharge pour véhicules électriques, basée à Los Altos en Californie, permet de créer un écosystème unique d'énergie décentralisée. Il associe des solutions de charge intelligente pour véhicules électriques ou de charge d'énergie des bâtiments, à des moyens de production d'énergie solaire et de stockage.

3.1.4.3.6.3 Les partenariats

De nombreux partenariats ont été développés depuis 2018 afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées, mobilisant l'ensemble des acteurs de l'écosystème (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes). Ci-après les nouveaux partenariats conclus en 2022 :

IVECO, Pod-Point et Izivia

Pod Point et Izivia sont des partenaires privilégiés d'IVECO et ont signé un contrat pour la fourniture et l'installation de solutions de recharge sur les sites du constructeur et auprès de ses clients.

Nissan et IZI

IZI by EDF a été retenu par Nissan pour la fourniture et l'installation de solutions de recharge de véhicules électriques pour ses clients résidentiels.

Renault Mobilize et Sowee

Renault Mobilize & Sowee se sont associés pour proposer aux propriétaires de véhicules électriques Renault une offre de fourniture innovante, leur permettant une baisse des coûts de la charge grâce à la recharge intelligente à domicile.

3.1.4.3.6.4 L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF (EV100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électriques à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois plus de 45 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 000 sites à travers le monde avec 56,3 % des sites déjà équipés à fin 2022.

Engagement EV100	Objectif 2030	2020	2021	2022
Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du groupe EDF *(en %)**	100	12,2	17,3	22,6

**Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».*

L'électrification est visible sur l'ensemble du groupe EDF avec des taux significatifs d'électrification à fin 2022 chez Luminus (35 %) et EDF (36,6 %), mais aussi 22,5 % au Royaume-Uni et 11,9 % en Italie.

3.1.4.3.7 Focus sur les solutions hydrogène [1]

L'utilisation d'hydrogène électrolytique à partir d'électricité renouvelable et bas carbone représente une solution indispensable pour décarboner les secteurs pour lesquels l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage du pétrole, de la chimie ou encore du transport lourd. En 2019, EDF a créé Hynamics, une filiale détenue à 100 %, afin de devenir *leader* de la production d'hydrogène bas carbone à partir d'électrolyse de l'eau. Hynamics commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène, pour les segments de l'industrie et du transport très émetteurs de CO_2 et dont la décarbonation via l'électricité est impossible ou plus difficile plus difficile (raffinerie, chimie, bus, trains, navettes maritimes et fluviales, aéronautique). Fort de son modèle investisseur et exploitant/mainteneur, elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et plus généralement en Europe. Sur le détail de l'action menée en ce sens, voir la section 1.4.6.2 « Plan hydrogène ».

(1) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO_2, d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'H_2 « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

3.2 Préservation des ressources de la planète

EDF s'engage à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en optimisant l'utilisation des ressources, principalement naturelles. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la biodiversité, la gestion responsable du foncier, la gestion intégrée et durable de l'eau, l'économie circulaire et la gestion des déchets.

89 %	40 %	0,83 l/kWh	88,4 %
TAUX DE RÉALISATION DANS ACT4NATURE	TAUX DE MISE EN ŒUVRE DE SOLUTIONS INNOVANTES EN FAVEUR DU FONCIER	INTENSITÉ EAU	TAUX ANNUEL DE DÉCHETS CONVENTIONNELS VERS DES FILIÈRES DE VALORISATION

La nature (terre, eau, air) héberge des « actifs environnementaux », éléments naturels, vivants ou non. Les écosystèmes forment une partie importante de ces actifs et permettent la fourniture de services écosystémiques, comme l'approvisionnement en eau douce. L'entreprise a des impacts aussi bien positifs que négatifs sur la nature. Les impacts à court terme sur la nature peuvent entraîner des changements dans la qualité et la résilience des actifs environnementaux, qui à leur tour donnent lieu à des risques à moyen et long terme pour les organisations, du fait des relations de dépendance de celles-ci. C'est l'objet des quatre sections à suivre (3.2.1 « Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF » ; 3.2.2 « Biodiversité et gestion responsable du foncier » ; 3.2.3 « Gestion intégrée et soutenable de l'eau » ; 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire »).

3.2.1 Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF

Les orientations politiques du Groupe ou d'EDF en matière de préservation des ressources naturelles sont fondées sur l'analyse des risques physiques et de transition, et se concrétisent notamment sous forme d'engagements publics [(1)].

3.2.1.1 Risques nature (physiques et de transition)

Le Groupe a développé une analyse des enjeux « nature » sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en incluant l'amont et l'aval de ses activités (scope 3).

Cette analyse des risques biodiversité, menée selon la méthode de double matérialité sur les dépendances et impacts, s'est appuyée sur la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*). Les enjeux principaux portent, non seulement sur les opérations, mais aussi sur l'amont de la chaîne de valeur du groupe EDF. C'est le cas des approvisionnements de certains combustibles et matériaux, qui présentent des enjeux de dépendances à la nature (ressources, services de régulation) et de pressions (par exemple sur les écosystèmes et la ressource en eau). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques (risques physiques et de transition) que les risques sont correctement identifiés et couverts, avec certaines marges d'améliorations.

3.2.1.1.1 Risques physiques

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels pour le groupe EDF
Risques liés aux événements extrêmes	Baisse de la ressource en eau liée à l'augmentation des sécheresses sévères	Production : baisse de productible pour le domaine hydraulique et le nucléaire en lien avec les arrêtés de rejets.
	Augmentation des épisodes de vents violents, tempêtes, tornades et inondations	Production : dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impacts des événements naturels exceptionnels (crues, tempête.) plus fréquents et plus intenses. Transport et distribution : dégradation et coupures de réseaux.
Risques liés aux événements chroniques	Raréfaction des ressources (métaux, minéraux)	Risques : Difficultés d'approvisionnement en ressources nécessaires pour construire de nouvelles infrastructures énergétiques (production, transport et distribution) et pour leur maintenance, hausse des coûts. Opportunités : Efficacité d'utilisation des ressources renforcée ● Optimisation des ressources foncières (recyclage du foncier industriel, solaire PV en toiture, agrivoltaïsme et solaire PV flottant) ● Ecoconception et achats durables

(1) Voir section 3.2.1.2.1 « Engagements Nature 2020-2022 ».

3.2.1.1.2 Risques de transition

Catégorie de risque	Description	Impacts potentiels pour le groupe EDF
Risques politiques et réglementaires	Tension sur les usages de l'eau	Risque sur le partage de la ressource en eau du fait des multiples usages et des diverses parties prenantes dans un contexte d'accroissement des situations de rareté. Contraintes réglementaires sur les débits/prélèvements d'eau (en particulier en période de stress hydrique – partage de la ressource) Risque d'augmentation de la redevance des agences de l'eau. « *Water reuse* » : exigences supplémentaires de réutilisation des eaux usées\industrielles (coût supplémentaire). Risque de restriction des arrêtés d'autorisation d'exploitation et augmentation des contentieux.
	Tension sur l'accès au foncier et l'usage des sols	Risque sur l'accès au foncier et l'usage des sols nécessaires aux énergies renouvelables du fait de la réglementation (ZAN [1]) et du partage pour différents usages. Risque d'accroissement de la pression sur le foncier appartenant au Groupe par des acteurs externes (collectivités notamment).
	Renforcement de la réglementation environnement sur les ressources minières (ex : restriction d'accès par la définition de zones protégées)	Difficultés d'approvisionnement en ressources minérales nécessaires pour construire de nouvelles infrastructures, la fabrication des modules/turbines (PV/éolien) et le combustible uranium et gaz.
	Évolution de la réglementation en matière d'environnement	Conformité réglementaire des installations du Groupe
	Renforcement de la réglementation REACH	Difficultés d'approvisionnement en substances chimiques essentielles et arrêts de production.
Risques marchés	Accès aux financements compétitifs	Risque en cas de non-alignement avec la TNFD [2], ou avec la future réglementation CSRD [3] en matière de reporting. Opportunité de la finance durable pour le groupe EDF (*Green Bonds*, prêts à impact).
Risques liés à la réputation	Impact environnement des projets et impact médiatique non maîtrisé	Difficultés dans le développement de nouveaux projets challengés au sein des débats publics

3.2.1.2 Engagement public du Groupe

Engagé de longue date en faveur de la biodiversité [4], le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment par l'inscription du Groupe dans deux dispositifs : « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) et « *act4nature International* ».

3.2.1.2.1 Engagements Nature 2020-2022

Engagements Nature 2020-2022	**En France** : initiative « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB). **À l'international** : initiative *act4nature International* initiée par l'association française des Entreprises pour l'environnement (EPE).	**Thématiques d'engagement** : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES [5] ; protection et restauration d'espaces naturels, renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.

Ces engagements concernent plusieurs métiers du Groupe sur différentes régions géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

3.2.1.2.2 Empreinte environnementale
Test de méthode

Acteur dans la préservation des ressources naturelles de la planète, EDF cherche à disposer d'outils crédibles et reconnus en matière d'empreinte biodiversité pour quantifier sa performance et dialoguer avec les parties prenantes, le grand public et le monde de la finance.

Dans le cadre du projet R&D Empreinte Environnementale Production (EEP) lancé en 2021, une approche a consisté à sélectionner et tester la méthode *Product Biodiversity Footprint* (PBF) impliquant des experts de l'analyse du cycle de vie (ACV) et des domaines écologiques, tout en participant à son développement. À travers notamment une étude de cas applicative qui a permis d'évaluer et de comparer les impacts potentiels sur la biodiversité du cycle de vie Production kWh d'électricité Photovoltaïque (PV) et kWh d'électricité Gaz (CCG), le travail a permis de positionner la méthode sur la filière de production d'électricité, de tester sa robustesse et d'assurer des développements appropriés pour ce secteur.

En 2022, le projet EEP a été associé à l'étude de l'association RECORD sur l'empreinte biodiversité des entreprises à travers la cartographie des différentes méthodes d'évaluation et la construction d'un module d'aide à la décision.

Ces travaux, complétés par une veille active et d'autres études de cas-tests notamment au niveau Site visent à définir à terme en collaboration avec les métiers un positionnement d'entreprise sur des indicateurs ACV biodiversité crédibles dans une perspective de progrès continu de son management environnemental.

En 2022, EDF a testé deux méthodes sur des sites nucléaires et thermiques : le *Global Biodiversity Score* (GBS) et le *Product Biodiversity Footprint* (PBF).

(1) Zéro artificialisation nette.
(2) *Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD)*.
(3) *Corporate Sustainability Reporting Directive « CSRD »*.
(4) EDF s'était dotée, dès 2006, d'une politique en faveur de la biodiversité (apporter une référence, de type Communiqué de presse public).
(5) IPBES : Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

SBT for Nature (SBTN)

Soucieux de disposer d'une méthodologie d'action fondée sur la science, EDF a testé, avec un collectif d'entreprises françaises, les premières étapes de la méthode SBT pour la Nature. Ces travaux ont fait l'objet d'une publication du collectif en 2022 [1].

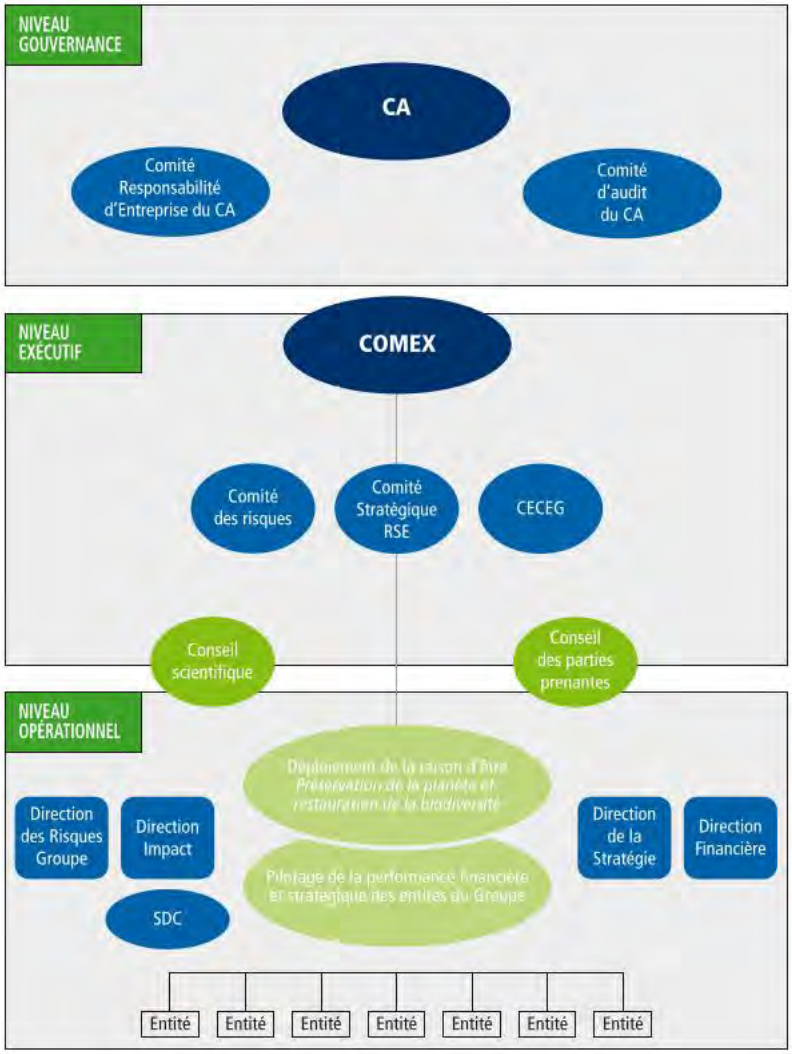
3.2.1.3 Gouvernance

En 2022, le groupe EDF a formalisé la gouvernance nature et le dialogue avec les parties prenantes du domaine.

3.2.1.3.1 Organes de gouvernance

La gouvernance nature du groupe EDF s'inscrit dans la gouvernance du développement durable (voir la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »). Elle est pilotée au plus haut niveau du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau.

3.2.1.3.2 Cartographie de la gouvernance nature



Le Conseil d'administration
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux Nature du Groupe.

Le COMEX
définit les orientations Nature du groupe EDF.

Le Comité Stratégique Responsabilité Sociale d'Entreprise (CSRSE)
assure le pilotage des orientations Nature et des engagements Act4nature et Entreprises Engagées pour la Nature (EEN).

Le Comité des engagements du Comex (CECEG)
examine l'alignement des projets d'investissement du Groupe avec la raison d'être et les engagements RSE (dont Nature).

Le Comité des risques
identifie et établit le traitement des risques liés à la Nature et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil scientifique
éclaire la démarche en présentant l'avancée des connaissances scientifiques.

Le Conseil des Parties Prenantes
donne un avis sur la démarche de préservation des ressources naturelles d'EDF.

Déploiement de la raison d'être
Intégration des engagements Nature/RSE dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière et stratégique des entités du Groupe
intègre des critères Nature dans les plans moyen terme des entités.

Le *Sustainable Development Committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité Stratégique RSE.

Direction Impact
Propose les orientations stratégiques, compile les remontées d'indicateurs et d'enjeux Nature en provenance des entités et sociétés, et de la R&D, qui sont partagés en SDC/CSRSE.
Propose une gouvernance Nature.
Établit une cartographie des enjeux et des risques liés à la Nature.

Au niveau opérationnel, les risques liés à la nature sont intégrés dans le système de management environnemental (norme ISO 14001) du Groupe (voir la section 3.5.4.2 « Système de management environnemental »).

3.2.1.3.3 Participation d'EDF au Forum de la Taskforce on Nature-related Financial Disclosures (TNFD)

EDF a rejoint en 2021 le Forum de la *Taskforce on Nature-related Financial Disclosure* (TNFD). La TNFD se fixe pour ambition une meilleure information qui permettra aux institutions financières et aux entreprises d'intégrer les risques et opportunités liés à la nature dans leurs décisions de planification stratégique, de gestion des risques et d'allocation d'actifs.

(1) https://www.bl-evolution.com/publication/science-based-targets-for-nature-retours-dexperience-de-la-phase-pilote/

TNFD

EDF a participé en 2022 à un projet pilote inter-entreprises visant à contribuer à l'élaboration des exigences de la TNFD.

Green Bonds

Pour un développement complet sur l'utilisation des *Green Bonds* à des fins de préservation des ressources naturelles, voir le chapitre 6.7 de l'URD.

3.2.1.3.4 Labellisations

Plusieurs dispositifs de labellisation sont mis en place à l'échelon national ou local tels que la norme AFNOR NFX 32-001 portant sur la démarche biodiversité des organisations.

AFNOR NFX 32-001

EDF La Réunion est certifié à la norme AFNOR sur le périmètre de l'ensemble de ses activités *in situ*, exclusion faite de la post-exploitation.

Labellisation « projet à biodiversité positive »

Le projet photovoltaïque de Saint Romain en Gal (Rhône) a reçu le label « Projet à biodiversité positive » via le Schéma de cohérence territorial (SCOT) des Rives du Rhône.

3.2.1.3.5 Renforcement du dialogue avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes en matière de nature est basé sur la mise en place de partenariats et de participation aux *think tanks* du domaine. Il est complété d'un dialogue mené au plus près du terrain, au sein des instances locales.

3.2.1.3.5.1 Partenariats

Les partenariats forment une composante majeure de l'action menée en faveur de la nature.

France Échelle nationale

Le Groupe priorise les partenaires historiques nationaux de l'entreprise et les grands acteurs du secteur : Muséum National d'Histoire Naturelle (MNHN), Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO), Comité français de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN), Fédération des conservatoires botaniques nationaux (FCBN), Fédération des Conservatoires d'Espaces Naturels (FCEN), Institut National de Recherche en Sciences et Technologies pour l'Environnement et l'Agriculture (Inrae) et l'Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer (Ifremer). Ces partenaires sont réunis collectivement tous les deux ans pour challenger les engagements d'EDF sur la biodiversité.

France échelon local

Localement, ce sont plus de cent partenariats qui visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. Le partenariat avec la Fédération nationale de la Pêche en France (FNPF) se poursuit via le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). De nombreuses actions sont également menées au sein du parc nucléaire, en partenariat avec les acteurs locaux.

Par exemple :

- le CNPE de Civaux a signé deux conventions avec le CEN Nouvelle Aquitaine et le CPIE Val de Gartempe concernant la mise en place d'un plan de gestion volontaire pour préserver la biodiversité remarquable du font d'Orveau, réserve foncière de 30 ha du CNPE de Civaux très peu modifiée par l'homme durant les 30 dernières années ;
- le CNPE de Saint-Laurent a signé une convention avec l'association Hommes & Territoires, animateur de déclinaison régionale pour le Centre-Val-de-Loire du Plan National en faveur des insectes pollinisateurs et de la pollinisation, pour l'expérimentation d'une gestion différenciée sur un site pilote.

Royaume-Uni

EDF est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au *standard Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark*. EDF collabore depuis plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell, le *Lancashire Wildlife Trust* à Heysham, le *Willdfowl & Wetlands Trust* à Hinkley Point C et avec le *Romney Marsh Countryside Partnership* à Dungeness.

3.2.1.3.5.2 Think Tank

EDF participe aux réflexions des *think tanks* tels qu'OREE [1], EpE [2], CILB [3], WR [4] I, RECORD, ainsi qu'au groupe de travail de CDC Biodiversité [5] qui élabore une méthodologie d'empreinte écologique (*Global biodiversity score*).

3.2.1.3.5.3 Instances locales

Le groupe EDF participe aux instances locales de gouvernance de la biodiversité : comités de bassin, comités de rivière et comités régionaux de biodiversité en France. Il développe une politique de coopération avec le monde associatif, scientifique et institutionnel.

3.2.1.3.6 Formation et sensibilisation

3.2.1.3.6.1 Pour les salariés

S'agissant globalement des formations du domaine nature, environnement et développement durable, voir la section 3.3.3.6.6 « Le développement des compétences en matière de développement durable ».

Pour faire plus particulièrement progresser les pratiques professionnelles de ses métiers au regard des enjeux de la biodiversité, le groupe EDF met en place un programme de sensibilisation et de formation à destination de ses salariés. Chaque société pilote ses formations et ses actions de sensibilisation, souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes. De 2020 à 2022, la crise sanitaire n'a pas toujours permis de tenir les formations initialement prévues en présentiel. Cependant, ce contexte a favorisé l'utilisation d'outils collaboratifs, a accéléré la distancialisation des formations. Ces nouvelles modalités rendent ces actions de sensibilisation et de formation accessibles à un plus grand nombre de salariés et permettent de toucher des publics plus diversifiés. Un *e-learning* présentant les enjeux environnementaux de la Direction du Combustible Nucléaire (DCN) a été conçu en vue de fournir aux collaborateurs les moyens de challenger les fournisseurs et prestataires sur les thématiques Environnement et Biodiversité.

Huit guides métiers ont été élaborés. Ils décrivent les enjeux biodiversité propres à leur activité opérationnelle, rappellent les évolutions réglementaires, expliquent les modalités de partenariats retenues par l'entreprise et présentent des actions reproductibles.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat » (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 [6] est dépassé.

3.2.1.3.6.2 Pour le grand public

Le Groupe, via sa Fondation ou ses métiers, soutient des actions philanthropiques en lien avec la biodiversité.

	2020	2021	2022
Nombre de projets biodiversité	22	44	43
Montant financé *(en euros)*	327 500	687 150	544 852

(1) oree.org/objectifs-et-missions.html
(2) epe-asso.org/
(3) cilb.fr
(4) World Resources Institute.
(5) cdc-biodiversite.fr
(6) Pris avec Act4NatureInternational

3.2.2 Biodiversité et gestion responsable du foncier

3.2.2.1 L'action du Groupe

3.2.2.1.1 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs

La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES en 2019 fait état de cinq facteurs de pressions majeurs : le changement d'usage des terres et des mers, la surexploitation des ressources, le changement climatique, les pollutions et les espèces exotiques envahissantes. Le Groupe agit en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs.

3.2.2.1.1.1 Changement d'usage des terres et des mers

Toutes filières confondues

Doctrine ERC

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation [2]. Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes).

Projets

Pour ses nouveaux projets, le Groupe optimise son emprise et positionne les nouveaux aménagements industriels préférentiellement sur des sites déjà artificialisés. Les opérations d'expertise et de réhabilitation des sites sont réalisées par les entités d'ingénierie du Groupe, avec l'appui de prestataires externes. S'agissant des décisions d'investissement, 100 % des projets présentés au CECEG [3] font l'objet d'un criblage sur les enjeux nature.

Ouvrages en exploitation

Les impacts sur l'environnement et la biodiversité des ouvrages en exploitation, notamment nucléaires, font l'objet d'une surveillance menée par les équipes d'EDF et par des organismes scientifiques tels que l'IFREMER ou l'IRSN.

Compensation par l'offre

Le groupe EDF a expérimenté en Isère la compensation par l'offre avec l'association « Initiative Biodiversité Combe-Madame [4] » et les acteurs du territoire. L'expérimentation a pris fin avec la restitution du projet auprès des parties prenantes en 2021. Le dialogue se poursuit autour des actions qui pourraient être conjointement menées à l'avenir sur ce site d'intérêt sur les plans écologique et scientifique.

Cas des systèmes de production centralisée

Filière nucléaire et thermique classique

Une cartographie et un zonage des surfaces de terrain à usage industriel sont systématiquement réalisés sur les installations nucléaires et thermiques en France. Dans le contexte des travaux post-Fukushima, les surfaces bâties pour les 56 bâtiments abritant des groupes diesel d'ultime secours ont été prises sur du foncier déjà artificialisé. L'EPR en cours de construction à Flamanville est juxtaposé aux installations pré-existantes de Flamanville 1-2.

La stratégie foncière mise en place au sein de la DPNT permet d'accompagner la reconversion des anciens sites thermiques pour de nouveaux usages industriels. Deux emprises d'anciennes centrales thermiques ont été reconverties en centrales photovoltaïques d'EDF Renouvelables : la zone de l'ancien bloc usine de l'ex-centrale d'Ambès (Gironde) et une zone dégradée de l'ancienne centrale d'Artix (Pyrénées atlantiques). En 2022, le Parc PV d'Ottmarsheim (Haut-Rhin) a été mis en construction.

Sobriété et de recyclage du foncier réhabilité

Pour satisfaire ses besoins industriels, EDF doit disposer de terrains sans pour autant accroître l'artificialisation des sols. C'est pourquoi sa stratégie foncière est conduite par un impératif de sobriété et de recyclage du foncier réhabilité. EDF s'est ainsi engagée à suivre, pour à terme le limiter, le niveau d'imperméabilisation des sols lors de la reconversion des anciens sites thermiques continentaux.

Dans ce cadre, en 2020, une première évaluation du foncier imperméabilisé a été réalisée à partir des données de taux d'imperméabilisation de la base d'occupation des sols *Corine Land Cover*. [5] Environ 20 % de ce foncier est estimé avec un taux d'imperméabilisation supérieur à 50 %. En 2021, les travaux ont été poursuivis sur la comparaison du champ des possibles en vue d'évaluer l'artificialisation sur le foncier thermique en reconversion. Des études ont été menées sur les différentes activités de déconstruction des anciennes centrales thermiques en vue d'identifier les opérations susceptibles d'avoir un impact positif sur le niveau d'imperméabilisation des sols (retrait de revêtements, constitutions de remblais). Des travaux exploratoires de R&D ont été initiés en partenariat avec le BRGM [6] en vue d'une première évaluation sur un site des fonctions des sols après leur réhabilitation (réhabilitation réalisée dans le cadre d'un plan de gestion validé par l'administration).

En 2022, EDF a poursuivi la mise en œuvre de son engagement :

- prise en compte du retour d'expérience de la déconstruction de plusieurs anciennes centrales thermiques, qui a conduit à engager une démarche de capitalisation et de bancarisation des données sur les sols à l'issue de ces opérations (afin de permettre une meilleure caractérisation de leur imperméabilisation dans le cadre de nouveaux projets) ;
- engagement par la R&D de travaux de thèse en partenariat avec le BRGM, l'Université de Loraine et l'Insa Centre Val de Loire (afin de développer une méthodologie permettant d'évaluer les fonctionnalités des sols en différents contextes).

Désimperméabilisation

À l'échelle des sites, trois emprises pourront être considérées comme nouvellement désimperméabilisées en 2022 : de façon temporaire, 8 ha de l'ancien parc à charbon de la centrale de Vitry sur Seine (Seine et Marne) ; de façon pérenne, près de 10 ha de l'ancienne centrale thermique d'Ambès (Gironde) reconvertis en centrale PV ; et environ 4 ha correspondant à l'ancienne centrale thermique d'Artix (Pyrénées atlantiques) reconvertie en centrale PV.

Filière hydroélectrique

Les ouvrages de production hydrauliques peuvent influer sur la continuité écologique en milieu aquatique. Le Groupe a mis en place plus de 260 dispositifs facilitant la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (principalement sur des cours d'eau classés). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons »), de démantèlements de seuils en rivière de piégeage/transport ou encore d'arrêt de turbinage ciblés.

Poutès

Ce projet permet un accès aux frayères en amont de l'ouvrage qui concentrent 47 % du potentiel de production de juvéniles de saumons du bassin Allier, qui réunit l'essentiel du potentiel du bassin de la Loire [7]. Entre 2020 et 2022, au-delà des évènements de presse locale et d'une visite pour la presse nationale, le projet a mis en place un dispositif de suivi environnemental partagé avec les partenaires. Ce suivi est organisé et tracé dans le règlement d'eau de la concession, défini par

(1) Principes issus de la norme de performance 6 de l'International Finance Corporation (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de la conservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.
(2) En France, la loi biodiversité de 2016 requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation [des atteintes à la biodiversité] visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité »
(3) Comité des engagements du Comex (CECEG).
(4) ecologie.gouv.fr/sites/default/files/ERC%20-%20Exp %C3 %A9rimentation%20Combe%20Madame.pdf
(5) Inventaire biophysique de l'occupation des sols et de son évolution selon une nomenclature en 44 postes.
(6) Bureau de recherches géologiques et minières (BRMG).
(7) Expertise saumon – Barrage de Poutès pour MEEDDAT, Jean-Claude PHILIPPART, FNRS/Université de Liège : rivernet.org/general/dams/decommissioning_fr_poutes/pdfetdocs/20091104_Rapport_Philippart_complet.pdf

arrêté en 2021 [1]. Ce suivi est discuté chaque année en Comité Scientifique Piscicole. Après la mise en service du barrage début 2022, la restauration de la continuité, permise au printemps par la transparence de l'ouvrage, est suivie par les techniques innovantes préalablement définies et inscrites au règlement d'eau de la concession : suivi par caméra acoustique, par télémétrie, analyse génétique, etc.

Romanche-Gavet

Ce projet améliore considérablement l'état des milieux naturels et aquatiques de la vallée de la Romanche. Il consiste à remplacer six centrales et cinq barrages anciens par un nouveau barrage et une nouvelle centrale souterraine plus performante. Le nouveau barrage est équipé d'un dispositif de continuité sédimentaire et piscicole à la montaison et à la dévalaison. Jusqu'en 2024, le projet se poursuit par la déconstruction des barrages permettant la libre circulation piscicole en intégrant les enjeux hydromorphologiques du cours d'eau. Lorsque l'ensemble des anciens ouvrages auront été déconstruits. 4 hectares d'emprise industrielle auront été ainsi rendus au milieu naturel dont 1 hectare à la rivière.

Vezins et La Roche-Qui-Boit

Sur la Sélune, EDF a engagé la phase de déconstruction du barrage de la Roche Qui Boit. Ces actions doivent aboutir à la restauration des fonctionnalités naturelles du fleuve, l'ouvrant à la reconquête des poissons migrateurs amphihalins (saumons, anguilles, aloses, lamproies).

Malause

Inauguration en juillet 2022 du plus long dispositif de franchissement piscicole de France (rivière artificielle de 450 mètres pour franchir une hauteur de 8 mètres) au niveau du barrage hydroélectrique de Malause. Le dispositif participera à la libre circulation des poissons migrateurs amphihalins (Saumon atlantique, Anguille, Lamproie marine, Grande alose et Truite de mer) sur la Garonne. La conception de l'ouvrage s'est faite en collaboration avec l'Office Français de la Biodiversité (OFB).

Belgique

Luminus et ses partenaires (Université de Liège et Namur, Profish, EDF R&D) ont poursuivi le programme visant à modéliser le comportement des poissons migrateurs et à réduire leur mortalité lors du passage dans les ouvrages hydroélectriques. En 2022, Luminus a validé avec succès le concept éco-durable des deux nouvelles turbines de la centrale hydro-électrique de Monsin, pour les deux espèces de référence (anguilles et saumons). Les résultats sont particulièrement remarquables pour les saumons. Le programme « Life4Fish » (2017-2023) est financé à hauteur de 1, 913 millions d'euros par la Commission européenne, dans le cadre des programmes « Life », pour un coût total de 4 millions d'euros.

Filière Éolien et Photovoltaïque

Même si, comme toute infrastructure de production d'électricité, leur construction et leur exploitation ne sont pas exemptes d'impacts sur la biodiversité, les centrales éoliennes et photovoltaïques participent à la lutte contre le changement climatique, en réduisant les émissions des gaz à effet de serre et, *in fine*, contribuent à la protection de l'environnement. Toutes les activités renouvelables du Groupe s'inscrivent dans une démarche proactive visant à limiter et contrôler les impacts, et à rechercher et mettre en œuvre les meilleures solutions techniques et technologiques pour préserver l'environnement.

Lignes directrices

Le groupe EDF, l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), EDP et Shell ont élaboré et publié en partenariat des lignes directrices [2] pour hiérarchiser les mesures d'atténuation et les meilleures mesures disponibles permettant d'éviter et réduire les impacts sur la biodiversité des projets éoliens (en mer et terrestre) et photovoltaïques.

EDF Renouvelables

EDF Renouvelables s'est engagé à mettre en place en France un plan de gestion environnemental sur toutes ses centrales photovoltaïques au sol présentant un enjeu biodiversité. En 2022, 100 % des parcs présentant un enjeu biodiversité disposent de ce plan de gestion de la végétation.

Luminus

Luminus a lancé en 2021 un « *Wind Biodiversity Journey* » afin de mieux tenir compte des aspects Biodiversité durant toute la durée de vie des projets éoliens. À ce titre, des journées d'échange ont été organisées avec les autorités et certaines associations environnementales. Lors de ces journées, les résultats des suivis ornithologiques volontaires réalisés sur certains parcs ont été présentés. Par ailleurs, sur les cinq dernières années trente visites de terrain ont permis d'observer de très nombreuses espèces sur les mesures compensatoires situées à proximité des parcs, démontrant leur attractivité pour la faune des plaines.

Luminus a rédigé une charte verte « *Green Charter* » qui vise à minimiser l'impact des parcs éoliens sur la biodiversité, durant la phase de construction. Cette charte inclut les recommandations des *guidelines* IUCN international parues en 2021. Il s'agit de tester cette charte sur un chantier. Le projet pilote a été identifié et les discussions ont été engagées avec les sociétés en charge de la construction pour que cette charte fasse partie intégrante du plan général Santé Sécurité Environnement du projet. Un retour d'expérience sera réalisé en 2023 pour une éventuelle amélioration de la charte. Il est ensuite prévu de la déployer sur tous les chantiers éoliens.

Implantations prioritaires sur les propriétés du Groupe et sites dégradés

En matière de nouvelles énergies renouvelables, les implantations priorisent les propriétés du Groupe et les sites dégradés. Des panneaux photovoltaïques sont installés sur les toits des installations ou ombrières de parking appartenant à EDF (dernièrement par exemple à Bouchain).

EDF Renouvelables privilégie les sites dégradés et développe tous ses projets en respectant la Doctrine « Éviter, reduire, compenser » (ERC) en plus des études d'impact systématiques. Pour atteindre les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'Énergie en France, les sites dégradés ne seront cependant pas suffisants. Sur les sites présentant des enjeux de biodiversité, des plans de gestion environnementaux et des mesures d'accompagnement sont mis en œuvre, qui répondent aux exigences de protection des espèces et de la biodiversité et favorisent les impacts positifs (gestion différenciée, fauche tardive, etc.) [3].

Autres implantations

Compatibilité avec une activité agricole ou pastorale

La loi « climat et résilience » [4] dispose que les espaces naturels ou agricoles occupés par un parc photovoltaïque (PV) ne sont pas comptabilisés comme artificialisés si les fonctions écologiques du sol ne sont pas durablement affectées et si l'installation reste compatible avec une activité agricole ou pastorale [5]. Pour les projets d'EDF Renouvelables, la faisabilité du pâturage est systématiquement évaluée à l'aune de la nature du site des enjeux de biodiversité ou de la présence d'éleveurs intéressés.

Agri-PV

L'agri-photovoltaïque (ou AgriPV) est un concept d'installation qui désigne l'association d'une production d'électricité photovoltaïque et une production agricole sur une même surface, ce qui implique un partage de la lumière entre ces deux types de production. En 2022, EDF R&D a poursuivi l'exploitation de son démonstrateur AGRI-PV installé sur son site des Renardières en diversifiant les cultures (la luzerne a fait place à un semis de blé). En outre un projet d'AgriPV a été engagé en Nouvelle Aquitaine fin 2021 sur des vignes, avec le projet Vitisolar.

En matière de développement de projets photovoltaïques au sol impliquant des terres agricoles au sein des territoires, EDF Renouvelables, Chambres d'agriculture France et la FNSEA ont signé, le 19 janvier 2021, une charte de bonnes pratiques centrée sur une utilisation responsable et concertée des sols. Dans la même intention, EDF Renouvelables a également adhéré en 2022 à la Fédération française des producteurs agrivoltaïques (FFPA).

PV Flottant

Le solaire flottant se développe à l'échelle internationale et nationale et constitue aujourd'hui une technologie prometteuse pour l'ensemble de la filière photovoltaïque.

(1) Voir Annexe 3 de l'Arrêté N° BCTE/2021-124 du 15 octobre 2021.
(2) portals.iucn.org/library/node/49283
(3) Outre l'absence d'usage de produits phytosanitaires sur tous ses parcs en gestion.
(4) Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (JORF n° 0196 du 24 août 2021).
(5) Article 194 « (…) 5° Au sens du présent article, la consommation des espaces naturels, agricoles et forestiers est entendue comme la création ou l'extension effective d'espaces urbanisés sur le territoire concerné. Pour la tranche mentionnée au 2° du présent III, un espace naturel ou agricole occupé par une installation de production d'énergie photovoltaïque n'est pas comptabilisé dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers dès lors que les modalités de cette installation permettent qu'elle n'affecte pas durablement les fonctions écologiques du sol, en particulier ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques ainsi que son potentiel agronomique et, le cas échéant, que l'installation n'est pas incompatible avec l'exercice d'une activité agricole ou pastorale sur le terrain sur lequel elle est implantée. (…) ». Un décret est attendu pour en préciser les conditions.

Ce 9 mai 2022, EDF Renouvelables a mis en service la première centrale solaire flottante du Groupe à Hogla (Israël) sur la plaine côtière au nord. D'une puissance de 2 MW, l'installation d'Hogla est située sur un réservoir d'irrigation qui s'étend sur une surface de 2 hectares. Hogla est le premier projet connecté des appels d'offres remportés par EDF Renouvelables dans le pays. Deux autres projets sont en cours de construction dans le pays, dont la centrale de Lohamei Hagetaot, d'une capacité de 20 MWc, sur 9 bassins d'une vaste ferme piscicole.

La mise en service de la première centrale photovoltaïque flottante sur une retenue hydroélectrique de France, la centrale de Lazer, est prévue courant premier semestre 2023. D'autres sites sont en cours d'étude. Par ailleurs, plusieurs entités d'EDF hydro développent actuellement des initiatives innovantes et participent à des programmes de Recherche & Développement dans ce domaine.

Réseaux électriques

Dans les zones géographiques exploitées par Enedis, les nouvelles lignes moyenne tension (HTA) sont réalisées en souterrain, et en technique souterraine ou discrète pour la basse tension (BT) dans le respect des exigences réglementaires locales et en tenant compte au maximum des impacts CO_2.

Tertiaire

Le label « BiodiverCity® », démarche rationalisée au bénéfice des acteurs engagés dans la construction durable [1], a été décerné au site EDF La Grande Halle de Lyon.

3.2.2.1.1.2 Surexploitation des ressources

L'activité d'EDF est en partie dépendante de la disponibilité en eau douce. EDF travaille depuis longtemps à réduire son empreinte sur l'eau. Voir la section 3.2.3.2.3 « Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux ». Il en va de même pour les matières premières et les métaux rares. Voir la section 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels et économie circulaire ».

Ressource forestière

S'agissant de la ressource forestière, EDF a revisité sa politique biomasse de niveau Groupe en y intégrant de nouveaux engagements favorables à la biodiversité, spécifiant notamment qu'il ne saurait y avoir de déforestation directe ou indirecte pour les besoins de biomasse-énergie du Groupe.

3.2.2.1.1.3 Changement climatique et biodiversité

Pour permettre au Groupe de contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050, EDF R&D mène des travaux dédiés à la compensation carbone. L'enjeu consiste à privilégier des solutions qui favorisent la séquestration du CO_2 dans des écosystèmes naturels. Les premières initiatives du Groupe sont décrites en section 3.1.1.6 « Solutions de compensation carbone ».

3.2.2.1.1.4 Pollution

Pour une vision complète sur la thématique pollutions (air, eau, sols), voir les sections 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels et économie circulaire », 3.2.3.2.3 « Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux » et 3.3.1.6 « Qualité de l'air ».

Prévention des impacts sols et eaux souterraines

Pollution chimique

Les politiques environnementales des entités du Groupe visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur les sols et eaux souterraines. L'utilisation des sols et l'usage des eaux souterraines font également l'objet d'une surveillance des nappes (voir la section 3.2.3.1 « Soutenabilité des usages de l'eau ») et d'un suivi au titre des actions biodiversité (voir la section 3.2.2 « Biodiversité et gestion responsable du foncier »).

Une démarche de type « défense en profondeur »

La prévention des impacts repose sur une démarche de type « défense en profondeur » [2], intégrant plusieurs niveaux de sécurisation dans les moyens de protection opérationnels de tous les sites industriels.

Parmi les moyens de protection opérationnels : maintien en conformité des dispositifs de protection ; maîtrise des opérations de gestion des effluents et des déchets ; entretien et surveillance des ouvrages ultimes de rétentions ; maintien de la propreté radiologique et chimique surfacique des sols ; renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou déchets ; présence de kits d'urgence et réalisation d'exercices associés. EDF réalise également une surveillance physico-chimique et radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites par l'intermédiaire d'un réseau dense de piézomètre. Voir la section 3.2.3.2.3 « Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux ».

Plans de gestion

EDF a adopté depuis de nombreuses années une démarche volontariste de connaissances de la qualité des sols, sous-sols et des eaux souterraines pour les sites des différents parcs de production (thermique et nucléaire).

Actions engagées

Parmi les actions engagées, on retrouve notamment : le recensement des activités susceptibles d'avoir une influence sur la qualité des sols et des eaux souterraines ; la mise en place d'un réseau de surveillance piézométriques sur et autour des installations, et le cas échéant la mise en œuvre de mesures de gestion.

Organisation et outils dédiés

Participation aux travaux du ministère chargé de l'environnement ainsi qu'aux instances de normalisation ; appui technique centralisé pour les différentes entités du Groupe sur les volets sols et eaux souterraines ; formations annuelles sur la gestion des sols et la réalisation des prélèvements d'eaux souterraines ; actions de recherche et développement avec des partenaires institutionnels (gestion des bétons, valorisation des données sur les sols…), organisation de réunions de partage d'expériences, et pour le nucléaire mise en place d'une communauté de pratiques dédiée aux sols & eaux souterraines.

Cas des produits phytosanitaires

Postes sources

En avance sur ses objectifs, et depuis juillet 2022, Enedis n'utilise plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des Postes Sources [3], à l'exception des zones où le traitement est nécessaire pour des raisons de sécurité (zones HTB). Pour les nouveaux Postes Sources, des expérimentations sont menées dans l'Aude, l'Aveyron, la Drôme, le Puy de Dôme et la Lozère en vue de construire des Postes Source Zéro Phyto.

Sites industriels

À fin 2022, EDF a abandonné l'usage de produits phytosanitaires pour tous les espaces des sites industriels continentaux, sur les parties non sensibles aux questions de sûreté et de sécurité (DIG). D'autres entités n'utilisent plus ces produits [4].

Prévention des pollutions lumineuses

- La R&D du groupe EDF a développé une méthodologie croisée de diagnostics d'éclairage nocturne et de biodiversité des sites EDF qui a été testée en 2021 sur son site R&D des Renardières. En 2022, les études se poursuivent au travers d'une transposition de cette méthodologie à la centrale de Blénod.
- Partenariat : EDF et le Museum national d'histoire naturelle (MNHN) travaillent à définir une démarche et à des protocoles en vue d'identifier les groupes d'espèces ou habitats sensibles à la pollution lumineuse, de caractériser les nuisances et de suivre l'impact des actions mises en œuvre. En 2022, les groupes d'espèces étudiés dans ce cadre ont été élargis aux mammifères terrestres.
- Éclairage public : dans le cadre du nouveau contrat d'éclairage public de la ville de Paris, Citelum France, filiale de Dalkia Electrotechnics a intégré un plan lumière pour répondre aux besoins des parisiens et, une trame sombre pour favoriser la biodiversité le long de certains axes moins éclairés.

(1) cibi-biodivercity.com/biodivercity/
(2) On évoque trois niveaux de protection : la prévention, pour éviter les défaillances. La surveillance afin d'anticiper la défaillance ou de la détecter immédiatement, et l'action de maîtrise pour limiter les conséquences d'une défaillance.
(3) Ouvrage électrique industriel qui se trouve à la jonction des lignes électriques de haute et moyenne tension.
(4) Cyclife, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, ; ÉS a abandonné tous produits à base de glyphosate.

3.2.2.1.1.5 Espèces Exotiques Envahissantes (EEE)

La détection des espèces exotiques envahissantes est souvent réalisée lors des inventaires sur les sites. Le recours au végétal local en cas de renaturation de sites peut être un facteur de résilience limitant le développement futur d'EEE.

EDF SEI et EDF PEI

En Corse et dans les départements et les régions d'outre-mer, où la problématique est particulièrement prégnante, EDF SEI et EDF PEI intensifient la lutte contre les EEE dans le cadre de leurs projets. Tous les dossiers d'investissement d'EDF SEI passant en comité d'engagement ont fait l'objet d'un criblage comportant, le cas échéant, la demande d'un diagnostic d'EEE et si nécessaire de lutte contre les EEE. 4 diagnostics d'EEE ont été réalisés en 2022 à EDF SEI sur des superficies ou de linéaires importants, soit 13 diagnostics réalisés au total. D'autres diagnostics sont prévus en 2023 en fonction des planifications de projets. Trois mesures d'éradications ont été réalisées par EDF SEI sur des espèces à fort pouvoir envahissant (Choka vert à la Réunion ou Ailante glutineux en Corse) en concertation avec des structures locales compétentes. Des protocoles de biosécurité ainsi que de l'ensemencement hydraulique d'espèces endémiques couvrantes (SEI Réunion) ont également été mis en place par EDF SEI pour prévenir les risques de colonisation lors et à l'issue des chantiers.

EDF PEI a mené les diagnostics d'EEE sur les 2 sites de production restants (4 sites au total), avec détection d'EEE sur les 2 sites. Des mesures de gestion de ces dernières sont prévues à partir de 2023.

Végétal Local

Depuis 2015, EDF est partenaire du programme « Végétal local » porté par l'OFB [(1)], avec les Conservatoires botaniques nationaux. EDF s'est engagé à utiliser de façon préférentielle des plantes sauvages d'origine locale dans tous les projets du Groupe. Entre 2020 et 2022, 17 opérations de végétalisation par plants ou semences locaux ont été réalisées sur plus de 20 hectares.

Sur les projets neufs, le végétal local a été utilisé pour la renaturation des emprises de chantiers à Romanche-Gavet sur plus de 10 hectares ou pour la plantation d'un linéaire de haies sur le parc PV de Beaurepaire. Le végétal local est également utilisé suite à des chantiers ou pour la restauration d'anciens sites industriels comme sur l'ancienne centrale de Bouchain.

Le chantier de création du plus long ouvrage de franchissement piscicole de France au barrage de Malause s'est accompagné en 2022 d'une renaturation des 3 hectares de l'emprise du chantier à l'aide de semences labellisées Végétal local, avec un objectif de reconstitution d'habitats à enjeux (prairies sèches et zones humides) et de lutte contre les espèces exotiques envahissantes (EEE). Deux programmes de suivi ont été élaborés afin de préserver une espèce de papillon protégée (l'Azur du Serpolet), sa plante hôte (l'origan) et une espèce de fourmi qui participe à son cycle de vie, et de limiter la prolifération des EEE. Ces actions ont été menées en partenariat avec les Conservatoires des Espaces Naturels Midi-Pyrénées et Occitanie.

3.2.2.1.2 Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité

Préservation et restauration des milieux

Gestion écologique positive

L'entreprise gère les espaces naturels intégrés à son foncier en partenariat avec des associations locales. EDF met notamment en œuvre une gestion écologique positive telle que des fauches tardives ou de l'écopâturage. Une partie du foncier est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité, au travers de plans de gestion adaptés aux enjeux des sites.

Pour ancrer la démarche, EDF s'appuie sur plusieurs leviers tels que la labellisation de sites en totalité ou en partie, ou la signature d'Obligations Réelles Environnementales [(2)], par exemple sur l'ancien site d'Ambès (sur 42 ha environ).

Extension à des tiers de la prise en compte de la biodiversité

EDF est engagé depuis de nombreuses années dans une démarche de gestion durable et respectueuse de la biodiversité de son foncier. L'entreprise intègre les enjeux spécifiques aux milieux naturels et aux espèces animales et végétales présentes, et tend à les introduire depuis 2020 de façon plus systématique dans ses conventions portant sur son foncier concédé (avec des propriétaires riverains, communes, associations).

En 2022, 89 % des nouvelles conventions portant sur le domaine concédé intègrent des exigences en faveur de la biodiversité. Un fascicule pédagogique présentant l'intérêt écologique des mesures proposées a été rédigé avec la Fédération des Conservatoires d'espaces naturels (FCEN).

Programme spécifique sur les sites nucléaires

Les sites nucléaires français et anglais ont engagé un programme de préservation et restauration de milieux en partenariat avec des acteurs locaux :

France

Depuis 2020, quatre sites nucléaires bord de Rhône se sont engagés dans des actions concrètes en faveur de la biodiversité avec un partenaire local :

- Le site de Bugey s'est engagé en contribuant au programme Life La Valbonne sur le camp militaire de La Valbonne pour préserver des prairies sèches, zones humides et zones boisées. Ce projet est réalisé en partenariat avec le CEN Rhône-Alpes.
- Le site de Saint-Alban s'est engagé sur la zone humide de Malessard en partenariat avec le Conservatoire d'espaces naturels (CEN) Isère pour préserver la biodiversité faunistique, floristique et la diversité des habitats naturels. Un partenariat de gestion a été déployé pour la période 2020-2025.
- Le site de Cruas a mis en place et inauguré en 2022 un sentier biodiversité, fruit d'une collaboration entre EDF et la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) Drôme Ardèche.
- Le site de Tricastin a signé en 2022 une convention de partenariat avec la LPO Auvergne-Rhône Alpes en faveur de l'outarde canepetière.

Royaume-Uni

Chaque site dispose d'un plan d'action biodiversité dont les performances sont suivies annuellement. Les résultats sont analysés et des recommandations sont formulées pour des actions à venir. Depuis 2016, plus de 80 % des indicateurs évalués chaque année ont atteint leur objectif (sauf en 2020 où les restrictions Covid-19 ont impacté le programme d'enquête 2020).

Espaces protégés et espèces menacées

Europe

Plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et participent à la mise en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe agit au travers de nombreux programmes dédiés à la préservation de la biodiversité (par exemple Life +). EDF Hydro est engagé pour le Desman des Pyrénées depuis 2010 (aujourd'hui via le Plan National d'Action 2021-2030), Luminus pour les poissons migrateurs, ou Enedis avec le Gypaete barbu (Life Gypconnect 2015-2021). À l'été 2022, la Commission européenne a validé deux nouveaux projets LIFE pour limiter l'impact des lignes électriques sur les oiseaux : *SafeLines4Birds*, qui concerne une douzaine d'espèces prioritaires, sur la majeure partie du territoire métropolitain, et GypAct qui porte sur la protection du Gypaète barbu dans le Massif central et les Préalpes. Le Groupe participe également aux déclinaisons régionales de ces plans (libellules, loutres).

Asie

Au Laos, la filiale NTPC poursuit son engagement en faveur de la protection de la biodiversité dans le bassin versant du barrage en coordination avec le Parc National de Nakai-Nam Theun (anciennement *Watershed Management Protection Authority*), autorité en charge de sa gestion. Les parties prenantes se sont engagées à obtenir d'ici 2025 l'inscription du parc national Nakai Nam Theun dans la liste verte des aires protégées de l'UICN [(3)]. La candidature du Parc pour rejoindre la Liste verte a été officiellement annoncée lors du Congrès de l'UICN de Marseille en 2021.

(1) OFB : Office français de la biodiversité.

(2) Codifiées à l'article L. 132-3 du Code de l'environnement, les ORE sont inscrit dans un contrat au terme duquel le propriétaire d'un bien immobilier met en place une protection environnementale attachée à son bien, pour une durée pouvant aller jusqu'à 99 ans. Dans la mesure où les obligations sont attachées au bien, elles perdurent même en cas de changement de propriétaire. La finalité du contrat doit être le maintien, la conservation, la gestion ou la restauration d'éléments de la biodiversité ou de services écosystémiques.

(3) Union internationale pour la conservation de la nature.

NTPC s'était engagé également à former les communautés locales au management des ressources naturelles et à leur usage d'ici 2022. Le Laos fait face à une rapide expansion de plantations de manioc sur son territoire, pratique hautement dévastatrice pour l'environnement. Pour enrayer cette tendance, NTPC a démarré plusieurs actions avec les autorités centrales et locales, des partenaires de recherche et les communautés locales. En 2022, NTPC a initié un séminaire de haut niveau sous le patronage de l'Office du Premier ministre afin d'explorer les solutions pour stopper la déforestation et promouvoir une économie verte au travers de partenariats public-privé. À l'issue du séminaire, il a été décidé de mettre en place un projet pilote autour des infrastructures de NTPC qui a donc apporté ressources financières et savoir-faire en vue de sensibiliser sur les objectifs du projet et sur la réglementation relative à l'usage des ressources naturelles (ainsi que la création de patrouilles de contrôle).

Plus de 1 700 personnes de 9 villages ont participé à cette campagne. NTPC a signé un accord de coopération avec l'Institut de Recherche pour le Développement (IRD) pour créer un centre de recherche sur l'environnement à Nakai se focalisant sur le concept *One Health* et visant à accroître les capacités des institutions académiques laotiennes.

Amérique

Depuis 2009, le Groupe sponsorise l'*Associação Mico Leão Dourado*. L'initiative vise à impliquer, former et soutenir les familles d'agriculteurs des communautés rurales vivant à proximité de l'usine, à adopter des pratiques agricoles et à encourager la production de plants d'espèces indigènes qui garantissent la durabilité sociale, économique et environnementale de la région. Le partenariat a déjà abouti à la récupération des forêts de la Forêt Atlantique, a contribué à la préservation de l'espèce du Tamarin lion doré (considéré comme étant en danger), en plus de stimuler le mouvement socio-économique des petits agriculteurs de la région.

3.2.2.1.3 Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager

Recherche et biodiversité

Depuis plus de 50 ans, EDF s'est dotée d'une R&D dédiée et d'une ingénierie travaillant sur l'environnement (soit à ce jour une quarantaine de personnes disposant d'un budget de 10 millions d'euros), en partenariat avec des organismes externes.

Projet BIODIV'2025

Le Projet BIODIV réunit la plupart des actions de recherche en faveur de la biodiversité d'EDF ; l'engagement associé a mobilisé 25 millions d'euros entre 2018 et 2021 et a conduit sur quatre ans à des recherches menées dans le cadre de 8 thèses et de 5 post-docs. Ce projet a également produit 50 publications, dont une dans la revue Nature Communication, et 52 communications en colloques. Il se prolonge depuis 2022 par le programme BIODIV'2025, doté d'un budget de 25 millions d'euros sur la période 2022-2025.

Projet REES

Le nouveau projet *Renewables Environment and Sustainability* (REES) est piloté par EDF Renouvelables et réalisé par la R&D. Il vise à développer des solutions innovantes et efficaces pour réduire les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur l'environnement et sur la biodiversité, tout en optimisant le productible.

Équipe HYNES

Avec l'INRAE [1], la R&D d'EDF a mis en place, depuis 2009, l'équipe commune HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques. Renouvelées en 2019, les thématiques de l'équipe HYNES ont été élargies aux milieux terrestres.

Depuis 2019, 4 post-docs ont été finalisés, 3 thèses ont été soutenues, 5 thèses et 1 post-doc ont été lancés. Les sujets traités sont divers : réponse des communautés aquatiques au changement climatique, continuité écologique, impact écologique des modifications des régimes hydro-sédimentaires, efficacité écologique de la restauration, émissions de gaz à effet de serre dans les réseaux hydrographiques. Ces travaux ont donné lieu à des publications scientifiques.

À noter également, que de nouveaux sujets de collaboration ont été engagés avec ce partenaire sur l'agrivoltaïsme.

Data au service de la biodiversité

- **Outils d'aide à la connaissance** : en partenariat avec le MNHN [2], l'INRAE et ses autres partenaires de recherche, EDF contribue au développement d'outils d'aide à la connaissance et à la décision tels que la « Boîte à outils biodiversité » (BOB) et « Ecoval » (évaluation de l'équivalence écologique). L'interface numérique de l'application Ecoval, développée au sein de la R&D d'EDF est mise en ligne, accompagnée des tutoriels facilitant la prise en main de l'outil. Des sessions de **formation, des communications externes ont été effectuées**.
- **Surveillance des eaux de surface** : EDF a lancé depuis la fin des années 90 des études pour comprendre l'influence de la température de l'eau sur les organismes aquatiques dans le contexte du changement climatique. Dans la continuité de ces travaux, un programme de recherche Thermie-Hydrobiologie a été mené sur la période 2016-2020. Les principaux résultats de ce programme ont été synthétisés dans un rapport publié en juillet 2021 et restitués lors d'un séminaire en novembre 2022 devant 160 participants internes et externes. Depuis 2020, EDF a réalisé 9 publications scientifiques liées à ce programme, a publié une synthèse du programme en 2021 et organisé un séminaire de restitution en 2022 aboutissant à un plan d'action coconstruit.
- **Lacs sentinelles** : contribution au dispositif de suivi long terme des lacs d'altitude face aux changements globaux.
- **Éolien en mer** : dans le cadre du projet éolien offshore de Dunkerque, EDF Renouvelables s'est engagée à mener un programme d'acquisition de données sur l'état de conservation des espèces, la qualité des milieux et les services écosystémiques sur le détroit du Pas-de-Calais.

Connaître la qualité écologique du foncier

L'entreprise intègre la biodiversité comme un critère de décision dans ses choix industriels. La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité d'aires protégées et d'espaces naturels remarquables.

Sites industriels

Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC a mené une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les 1 000 sites industriels du Groupe [3].

En Italie, Edison a réalisé une analyse de sensibilité écologique sur tous ses sites *grid-scale* [4] (incluant la trentaine de nouveaux sites EnR entrés au périmètre d'Edison en 2021-2022). Un projet en faveur de la biodiversité a été mis en œuvre près de la centrale hydroélectrique de Palestro inaugurée en 2022, avec notamment la réintégration d'espèces herbacées autochtones et d'arbustes favorables aux pollinisateurs, ainsi que des actions de lutte contre les espèces exotiques envahissantes.

Inventaires de terrain

EDF possède une bonne vision de l'état écologique de son foncier, via une base de données dédiée, alimentée par des inventaires réglementaires et volontaires. EDF a également participé au développement des indices écologiques IPE et IQE [5] du MNHN, et à leur mise en œuvre.

Sur le terrain, de nombreux sites ont fait l'inventaire de la qualité écologique de leur foncier et le mettent à jour régulièrement. Des fiches de gestion sont réalisées afin de croiser les enjeux de biodiversité et les perspectives d'usage du foncier (projet, déconstruction, réhabilitation).

Contribution volontaire à l'INPN

En France, EDF transmet volontairement une partie de ses données d'inventaires à l'INPN [6], soit environ 50 000 données d'occurrence en plus des 15 000 données provenant de sa contribution obligatoire.

(1) inrae.fr
(2) MNHN : Muséum national d'histoire naturelle.
(3) Analyse réalisée en septembre 2018 par le World Conservation Monitoring Center (WCMC) sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF au Royaume-Uni, Edison, EDF China et la Direction internationale (Luminus, MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SNOP).
(4) *Grid-scale* : installations de production raccordées au réseau.
(5) Indice de qualité écologique (IQE) et Indice de potentialité écologique (IPE).
(6) L'Inventaire national du patrimoine naturel (INPN) est le portail de la biodiversité et de la géodiversité françaises, de métropole et d'outre-mer. Il diffuse la connaissance sur les espèces animales, végétales et de la fonge, les milieux naturels, les espaces protégés et le patrimoine géologique. L'ensemble de ces données de référence, validées par des réseaux d'experts, sont mises à la disposition de tous, professionnels, amateurs et citoyens.

3.2.2.2 Les résultats en 2022

3.2.2.2.1 Indicateur clé de performance en matière de biodiversité

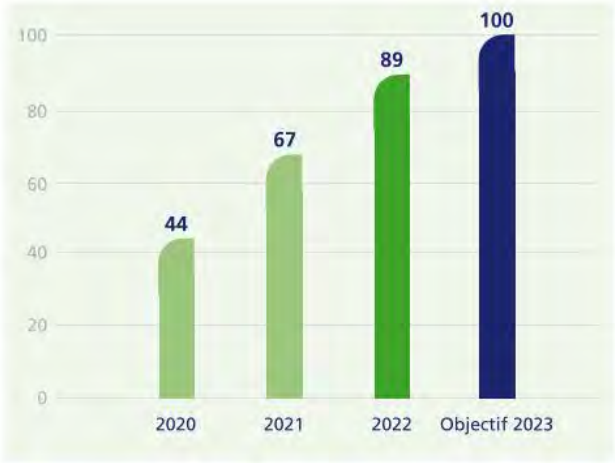
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'indicateur clé pour le Groupe est basé sur la réalisation d'actions engagées dans le cadre du dispositif *Act4nature international*.

Ce taux de réalisation porte sur six actions répondant aux engagements du Groupe en matière de réduction de la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ; de renforcement de l'amélioration des connaissances et de leur partage ; de renforcement de la gouvernance des sujets de biodiversité et de sensibilisation des salariés.

Cet indicateur est prolongé en 2023 afin de finaliser la gouvernance Nature.

Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international (en %)



**Indicateur prolongé sur 2023.*

3.2.2.2.2 Indicateur clé de performance en matière de foncier

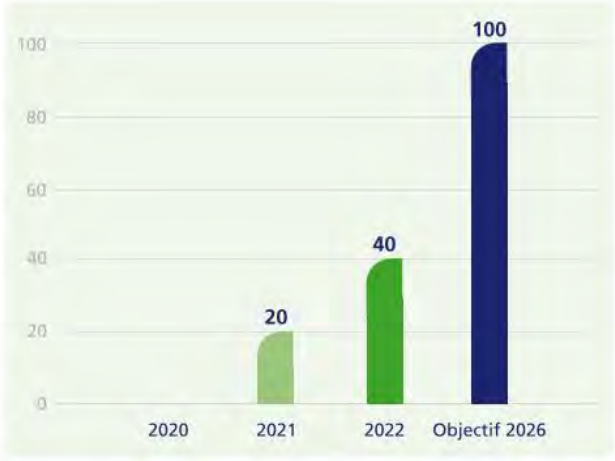
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'indicateur clé de performance retenu pour l'engagement de gestion responsable du foncier est lié à l'installation de solutions en faveur du multi-usages du foncier.

Cet indicateur pointe plus spécifiquement vers l'enjeu de concilier agriculture et développement de la production d'électricité décarbonée, ainsi que vers la mise en place de parcs de PV flottant.

Pour le détail de la mise en œuvre de ces solutions innovantes, voir 3.2.2.1.1.1 « Changement d'usage des terres et des mers, autres implantations, Agri-PV et PV flottant ».

Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier (en %)



3.2.3 Gestion intégrée et soutenable de l'eau

3.2.3.1 L'eau, une ressource indispensable pour la production d'énergie

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. Il s'agit d'un enjeu identifié dans la matrice de matérialité du Groupe. Aux termes du Code de l'environnement, l'eau est un « patrimoine commun de la nation ». La gestion de l'eau passe donc par l'élaboration de règles collectives reposant sur la solidarité entre amont et aval. C'est pourquoi le Groupe s'est engagé, dans sa politique RSE, à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif [(1)] et à concerter avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes [(2)]. L'hydroélectricité porte intrinsèquement une dimension de partage de l'eau pour de multiples usages et, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de milliards de mètres cubes d'eau. Ils jouent un rôle essentiel, dans certains bassins, en période de sécheresse et de canicule.

Expertise

EDF a développé depuis 1946 une expertise pointue en matière de surveillance et de prévision météorologique et hydrologique. Un département est dédié à la mesure, la modélisation et la prévision hydro météorologique pour le parc EDF, s'appuyant sur plus de 1 000 stations de mesures et 75 années de données.

Référent Mer

Même si la préoccupation actuelle est concentrée sur la ressource en eau douce, il n'y a qu'un seul cycle de l'eau allant de la source à la mer. À raison de ses enjeux stratégiques, géopolitiques et économiques, le sujet de l'Océan, à la suite des sujets Climat et Biodiversité, est devenu le troisième sujet environnemental et international majeur. Le groupe EDF entretient d'ailleurs un lien historique avec le monde de la mer : construction de la centrale marémotrice de la Rance dans les années 60, ouvrages de production thermique et nucléaire en bord de mer, ou plus récemment développement de l'éolien offshore ou décarbonation des ports. Le COMEX a nommé un « référent Mer » pour le groupe EDF en vue de définir une stratégie et de coordonner les différentes entités du Groupe sur ce sujet.

3.2.3.2 L'eau, une ressource à préserver et à économiser

Le Groupe s'est engagé à préserver et protéger l'eau tant d'un point de vue quantitatif que qualitatif. Il s'agit notamment de poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes, et de rechercher la meilleure efficacité possible en matière d'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques.

3.2.3.2.1 L'exposition au stress hydrique

L'évolution du stress hydrique fait partie des critères utilisés pour l'évaluation du volet eau de tout nouveau projet présenté en comité d'investissement (CECEG).

3.2.3.2.1.1 Production nucléaire et thermique

Évaluations diverses

L'exposition au stress hydrique des installations de production du Groupe a été évaluée (en 2018 avec une mise à jour en 2022) avec 4 différents outils internationaux de référence (*Blue Water Scarcity* de WFN [(3)], Aqueduct [(4)] de WRI, AWARE du projet WULCA [(5)] et WEI+ [(6)] de l'EEA [(7)]) au pas de temps annuel et mensuel. Ils n'indiquent pas de prélèvement d'eau douce dans des zones stressées en France, à l'exception d'Aqueduct.

Résultats Aqueduct

Selon Aqueduct et en moyenne annuelle, trois centrales nucléaires (CNPE), dont une utilisant de l'eau de mer, sont implantées dans des zones de stress hydrique élevé (40 %<BWS<80 %) et sept CNPE font face à un risque moyennement élevé (20 %<BWS<40 %). Un site thermique à flamme (CCGT) est situé dans une zone de stress hydrique extrêmement élevé (BWS>80 %) et deux sites sont situés dans une zone de stress hydrique élevé (40 %<BWS<80 %). Ces trois dernières centrales sont utilisées de manière ponctuelle pour répondre aux demandes de pointe du réseau, notamment l'hiver, et donc pas nécessairement dans les périodes de stress hydrique. Les résultats fournis par Aqueduct donnent une première évaluation, à tempérer en raison de la précision de l'outil, aussi bien en temps (le pas est mensuel, au mieux) qu'en termes spatial (unité 10 x10 km).

Pour une plus grande précision, EDF s'appuie sur son centre hydrométéorologique, qui enregistre les données locales en temps réel, pour toutes ses centrales. L'examen de celles-ci ne confirme pas les indications fournies par Aqueduct. L'évolution du stress hydrique à horizon 2040 a également été étudiée à partir des trois scénarios proposés par Aqueduct. Il n'y a pas de tendance vers une hausse généralisée du stress hydrique sur l'ensemble du parc nucléaire et thermique, ni d'alerte spécifique un site donné (passage d'un niveau de stress élevé à extrêmement élevé par exemple).

3.2.3.2.1.2 Production hydraulique

En 2022, un test mené sur douze centrales hydroélectriques a confirmé que l'outil Aqueduct n'est pas pertinent s'agissant des réservoirs des barrages. En effet, l'outil ne prend pas en compte la possibilité de stocker l'eau pendant les périodes de fortes précipitations, ni celle de déstocker l'eau en période sèche ou de stress hydrique. EDF s'appuie donc là aussi sur son centre hydrométéorologique, avec ses propres outils d'évaluation, et de prévision à la maille locale ; Les réévaluations régulières du productible des sites sont réalisées sur la base de l'évolution de l'hydrologie et des températures liées au changement climatique. Des études prospectives, à horizons 2030 et 2050, et prenant en compte l'évolution sociétale locale (usages de l'eau par exemple), ont été conduites sur plusieurs bassins avec l'appui de la R&D et le concours d'acteurs externes. C'est notamment le cas des bassins de la Garonne et de la Durance.

3.2.3.2.2 Prélèvement, consommation et intensité eau

3.2.3.2.2.1 Prélèvements d'eau du Groupe

À l'échelle du Groupe, environ 39 milliards de mètres cubes d'eau sont prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique, dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel et réutilisables presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur mais un faible consommateur d'eau. L'eau municipale n'est pas utilisée pour les systèmes de refroidissement, mais seulement pour certaines eaux de process et pour une part inférieure à 0,1 %. L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France (79 %) et au Royaume-Uni (19 %) dans des zones où le stress hydrique est limité (faible à moyen, voir la section ci-dessus). Les prélèvements d'eau du Groupe sont en baisse de 8 % par rapport à 2021, principalement du fait de la baisse significative de la production nucléaire.

Un nombre significatif d'installations nucléaires et thermiques est implanté en bord de mer et n'utilise donc pas d'eau douce pour le refroidissement, mais de l'eau de mer (sans contrainte sur le volet quantitatif). 69 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien. Cette part s'élève à près de 61 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 93 % en Italie. Concernant les 31 % restants (eau douce), la quantité prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 2 hm^3 soit 0,01 % de l'eau douce prélevée en surface.

(1) Voir la section 3.2.3.2 ci-dessous.
(2) Voir la section 3.2.3.3 ci-dessous.
(3) WFN : *Water Footprint Network*.
(4) Aqueduct, développé par le World Resources Institute, est un outil cartographique permettant d'appréhender le risque associé à la ressource en eau à l'échelle mondiale. Les chercheurs du projet Aqueduct ont calculé 12 indicateurs parmi lesquels l'accès à l'eau, le stress hydrique, la sécheresse, la pression sur les nappes phréatiques.
(5) WULCA : projet de Life Cycle Initiative sur l'évaluation de l'utilisation et de l'épuisement des ressources en eau dans le cadre de l'analyse du cycle de vie (ACV).
(6) WEI+ : *Water Exploitation Index*.
(7) EEA : European Environment Agency.

3.2.3.2.2.2 Consommation d'eau

99 % de l'eau prélevée étant restitué au milieu naturel, le 1 % restant est le volume d'eau évaporée qui, en valeur absolue (324 hm^3), est en nette diminution de 24 % par rapport à 2021.

3.2.3.2.2.3 Intensité eau

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

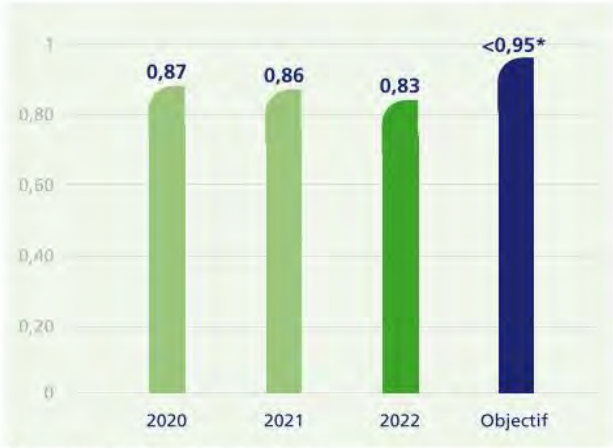
L'intensité eau est la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit.

L'objectif de cet indicateur est de ne pas dépasser la cible de 0,95 l/kWh en moyenne sur les cinq dernières années. L'ambition consiste à progressivement diminuer la consommation d'eau spécifique à l'horizon 2030 (en référence à 0,96 l/kWh, indicateur de 2015).

Compte tenu de l'évolution prévue des moyens de production d'électricité et des actions visant à optimiser l'utilisation de l'eau, les prélèvements et consommations d'eau douce à l'échelle du Groupe devraient baisser dans les années à venir.

L'intensité eau pour la seule année 2022 est de 0,75 l/kWh.

Intensité Eau (en l/kWh) √



* En moyenne sur les 5 dernières années

√ indicateur 2022 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

3.2.3.2.3 Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux [1]

3.2.3.2.3.1 Surveillance autour des sites industriels

EDF assure une surveillance des paramètres de la qualité des écosystèmes terrestres et aquatiques, y compris des nappes souterraines autour de ses sites industriels, notamment par la mesure, le contrôle et l'analyse des effluents sur l'ensemble des sites. Le suivi de la température de l'eau à l'amont et à l'aval des centrales thermiques (Cordemais, Blénod, Martigues) est un paramètre important au regard de la biodiversité. Le pH de l'eau, sa conductivité, la demande chimique en oxygène (DCO), la demande biochimique en oxygène (DBO5), l'azote et le phosphore sont également contrôlés et mesurés selon un plan réglementaire de surveillance environnementale propre à chaque site. Une surveillance hydrobiologique est réalisée chaque année au droit de certains sites à enjeux environnementaux significatifs (ex. Cordemais et Martigues) afin d'assurer un suivi des milieux récepteurs dans la durée.

3.2.3.2.3.2 Surveillance spécifique pour les centrales nucléaires

Chaque centrale nucléaire dispose d'une autorisation spécifique définissant, en fonction de ses caractéristiques et de son environnement, les conditions de prélèvement d'eau, les limites de rejet des effluents chimiques, thermiques et radioactifs (principalement tritium et carbone-14). Tous ces effluents sont collectés, traités, puis acheminés vers des réservoirs de stockage où ils sont analysés, avant d'être rejetés, dans le respect de la réglementation afin d'éviter tout impact potentiel sur les écosystèmes aquatiques. Annuellement, plus de 10 000 analyses de contrôle sont réalisées sur les CNPE. Les analyses sont réalisées par des laboratoires internes et externes à l'entreprise. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations concernées et utilisés dans des documents destinés au public.

Il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu, ni de nouveau contentieux relatif à l'eau en 2022.

3.2.3.2.4 Optimiser l'utilisation de l'eau

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique permet de garder la maîtrise de la ressource et de respecter les engagements du Groupe en matière de multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et au regard des besoins des autorités locales. Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux, en réduisant sa consommation d'eau, en la réutilisant et/ou la recyclant, et en utilisant des procédés de dessalement d'eau de mer.

3.2.3.2.4.1 Réduction des consommations d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Aéroréfrigérants secs

La R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des « aéroréfrigérants secs », réduisant les prélèvements d'eau. Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer (notamment prévu pour la centrale du Larivot). Le projet d'une seconde centrale thermique à gaz (CCGT) près de Norte Fluminense envisage, dès la conception, un système de refroidissement à air, et non à eau.

Nettoyage à sec des panneaux photovoltaïques

Sur les centrales photovoltaïques au sol exploitées par EDF Renouvelables en France, la pluie suffit globalement à nettoyer les panneaux. Cependant, le taux de salissure et d'encrassement qui se cumule au fil des années sur les panneaux peut conduire à un nettoyage dont la fréquence peut être variable selon les centrales. Dans ces cas, aucun produit n'est ajouté à l'eau utilisée. Des solutions de nettoyage à sec existent et peuvent être envisagées pour le nettoyage des panneaux dans des zones de fort stress hydrique à l'étranger.

Modernisation de la chaîne de déminéralisation

En Belgique, à Angleur, l'eau de déminéralisation, puisée dans l'Ourthe, est utilisée pour à la fois réduire les émissions de NO_x et augmenter le rendement des turbines. La modernisation du process de déminéralisation a permis de réduire l'intensité eau du site d'environ 20 %.

Réduction des besoins d'eau de process

Au Chili, à la suite d'une sécheresse longue ayant fait baisser le niveau de la nappe d'un mètre en moins d'un an, des mesures spécifiques ont été prises pour la centrale de Nueva Renca, permettant de diviser par deux l'eau de process en passant de 12 t/h en 2020 à moins de 4 t/h en 2022.

(1) Sur le cadre réglementaire en matière de surveillance de la qualité de l'eau, voir le guide complet « Centrales et environnement, prélèvements et rejets d'eau, 2020 » disponible sur le site edf.fr : edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/nous-preparons-le-nucleaire-de-demain/la-maitrise-de-limpact-environnemental-des-centrales.

3.2.3.2.4.2 Réutilisation et recyclage de l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement est mise en œuvre dans le Groupe dès que cela s'avère possible et pertinent.

Conception des nouveaux réacteurs

Afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce, les possibilités d'utiliser les eaux de stations d'épuration des eaux usées et les eaux pluviales comme source d'eau complémentaire sont étudiées dès la conception de nouveaux réacteurs nucléaires. Ou encore, il est par exemple prévu de mutualiser la station de déminéralisation existante entre Penly 1/2 et les 2 futures tranches EPR2 pour la production d'eau industrielle et d'eau déminéralisée en utilisant des eaux usées issues de la station d'épuration, des eaux de pluie collectées via des bassins d'orage et des eaux issues d'un drain en pied de falaise.

Cordemais et Martigues

Les centrales thermiques de Cordemais et Martigues récupèrent les eaux de pluie et recyclent leurs effluents. La centrale thermique de Blénod a également étudié un système de recyclage des eaux de pluie et effluents process devant être mis en œuvre d'ici 2023.

West Burton

À West Burton A, les effluents de la station d'épuration ne sont plus rejetés dans le fleuve mais détournés pour être réutilisés dans le circuit d'eau de refroidissement. Ainsi, chaque année, jusqu'à 100 000 m^3 d'eau ne sont plus prélevés dans la rivière Trent.

Fuzhou

En Chine, la centrale ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins).

Dalkia

Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter.

3.2.3.2.4.3 Dessalement de l'eau de mer

À Flamanville, une unité de dessalement fonctionne depuis 2016 pour la production d'eau déminéralisée. EDF mène par ailleurs plusieurs expérimentations de dessalement pour l'eau de process de ses sites :

- en Guadeloupe, la centrale de Jarry Sud possède une installation de dessalement d'eau de mer, évitant d'utiliser l'eau de ville et économisant près de 50 000 m^3/an d'eau douce ;
- afin d'optimiser l'utilisation de l'eau dans les zones de fort stress hydrique comme le sud de l'Italie (Candela dans les Pouilles, Altomonte en Calabre et la nouvelle usine de Presenzano dans la région de Campanie), les centrales thermiques d'Edison sont équipées d'un système de refroidissement par air pour la condensation de la vapeur de la centrale ou, le cas échéant, l'utilisation d'eau de mer dessalée en substitution d'eau douce (Simeri Crichi en Calabre).

3.2.3.3 L'eau une ressource partagée et un puissant marqueur du changement climatique

Selon l'Organisation météorologique Mondiale (OMN), la période de 2015 à 2022 correspond aux huit années les plus chaudes jamais enregistrées dans le monde [(1)]. En France, 2022 est l'année la plus chaude jamais enregistrée et l'été (météorologique) le second le plus chaud après 2003, avec une moyenne de + 2,3 °C par rapport à la moyenne de la période 1991-2020, et un record de 33 jours de canicule (en 3 vagues). Localement, il est même l'été le plus chaud (à Chamonix par exemple). L'année 2022 est l'une des années les moins arrosées, avec un déficit pluviométrique de 22 % par rapport à la normale. Certains mois ont même battu des records, comme mai (déficit de - 60 %) et juillet (- 85 %), qui sont les plus secs depuis le début des mesures en 1959. Ces températures associées à ce déficit hydrologique important ont conduit à une sécheresse plus intense et plus étendue que celles de 1976 et 2003, la plus intense jamais enregistrée en France avec des valeurs d'humidité des sols superficiels battant des records de faible humidité. Une telle situation confirme l'importance d'une gestion équilibrée et durable de l'eau.

3.2.3.3.1 Impact des conditions climatiques sur la production d'électricité

La sécheresse précoce de 2022 a pesé sur la production hydroélectrique en France. L'été 2022 a dépassé le record de 1976, avec un coefficient de productible hydraulique estival de 0.59 (1 étant la moyenne 1960-2022) et une production en baisse sur l'année de 20 % (à confirmer en fin d'année) par rapport à 2 021 (mais pas de minimum historique). De nombreux réservoirs ont été en gestion exceptionnelle tout l'été, jusqu'à 23 simultanément, et encore 10 l'étaient. À l'inverse de la métropole, la Guyane et la Réunion ont connu des régimes excédentaires (jusqu'à passer en crue) et ont atteint des hauts niveaux de production.

Les vagues de chaleur avec 3 épisodes de canicule successifs et des étiages sévères n'ont pas eu d'impact sur la sûreté nucléaire et ont eu un impact limité sur la production du parc nucléaire (500 GWh, soit moins de 0,2 % de la production annuelle de 2022). Du fait de la situation météorologique extrême et des tensions sur le marché de l'énergie, des modifications temporaires aux limites de rejets thermiques ont été accordées aux CNPE de Blayais, Bugey, Golfech, Saint Alban et Tricastin, pour maintenir la sécurité du réseau électrique (sur requis RTE), puis pour préserver les réserves de gaz naturel et d'eau en vue de l'hiver.

Au total, environ 400 GWh ont été préservés grâce aux modifications temporaires des limites des rejets thermiques :

- 200 GWh au titre de sollicitations en vue de répondre aux besoins de sûreté du gestionnaire de réseau et accordées par l'Autorité de sûreté nucléaire et le ministère de la Transition énergétique (prononcées pour 4 centrales nucléaires : Bugey, Golfech, Saint Alban et Tricastin) ;
- 200 GWh grâce aux modalités spécifiques inscrites dans des dispositions d'exploitation « en conditions climatiques exceptionnelles » des centrales nucléaires.

Les premiers retours du suivi environnemental renforcé mis en œuvre par l'exploitant dans le cadre des modifications temporaires ne mettent pas en évidence d'évolution notable des paramètres physico-chimiques et microbiologiques et aucune mortalité piscicole singulière n'a été observée.

Des études de bilan des consommations d'eau sont en cours pour l'ensemble des sites thermiques et permettront d'affiner les procédures à suivre en cas d'alerte sécheresse en 2023. [(2)]

3.2.3.3.2 Grâce à une bonne gestion, EDF a tenu ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes

EDF n'est pas propriétaire de l'eau retenue dans ses barrages, il l'exploite dans le cadre d'une mission de service public pour produire de l'énergie en fonction de la ressource disponible et en intégrant au mieux les autres usages.

L'eau de ces retenues ne sert pas uniquement à la production d'hydroélectricité, mais selon les ouvrages, peut être notamment utilisée pour l'alimentation en eau potable, l'irrigation, la navigation, le tourisme, les loisirs, la préservation de la biodiversité. Cette mise à disposition de l'eau pour d'autres usages peut avoir un impact sur la production hydroélectrique, énergie renouvelable et décarbonée contribuant à l'atténuation du changement climatique.

Un équilibre est donc à rechercher dans une concertation étroite et continue avec les parties prenantes locales, dont les services de l'État, ultime recours en cas d'arbitrage sur la priorisation des usages de l'eau.

3.2.3.3.2.1 La gestion de l'eau

EDF veille en permanence à mener la gestion de ses aménagements hydrauliques en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.).

Agences de l'eau

En France, EDF est représentée par l'UFE [(3)] dans les instances de gouvernance des Agences de l'Eau de chaque bassin.

(1) public.wmo.int/fr/medias/communiqu %C3 %A9s-de-presse/c %E2 %80 %99est-officiel-les-huit-derni %C3 %A8res-ann %C3 %A9es-sont-bien-les-plus-chaudes
(2) edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/nous-preparons-le-nucleaire-de-demain/la-maitrise-de-limpact-environnemental-des-centrales
(3) Union française de l'électricité.

EDF contribue à différents travaux internationaux dans le domaine de l'eau (Conseil d'administration de l'IHA, Conseil d'administration du Partenariat Français pour l'Eau, membre du Conseil Mondial de l'Eau…) et, en tant que représentant de l'UFE à Eurelectric, participe aux travaux sur l'eau au niveau européen (notamment la directive-cadre sur l'eau).

Coordination de l'eau

EDF s'est doté depuis 2003 d'une instance interne de coordination de l'eau pilotée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des énergies renouvelables qui a délégué cette mission à la direction d'EDF Hydro. La gestion opérationnelle de l'eau est assurée par une instance interne (Groupe de Gestion de l'Eau, GGE) chargée d'assurer le suivi permanent des stocks d'eau afin de permettre le partage entre les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau.

3.2.3.3.2.2 Le respect des engagements
Équilibre hydrique et soutien d'étiage

Compte-tenu des conditions climatiques inhabituelles mentionnées précédemment, l'été et l'automne 2022 ont été particulièrement tendus du point de vue de la gestion de l'eau dans la plupart des bassins avec des réservoirs moins remplis et des besoins de soutien d'étiage plus importants que d'habitude. Sur plusieurs vallées, des restrictions d'eau ont été décidées par les structures porteuses du soutien (EPTB [1]). EDF a réussi à gérer cet été particulier grâce à son expertise dans l'anticipation puis la gestion des situations tendues et au dialogue avec les services de l'État (arbitre) et les autres parties prenantes.

La plupart des engagements avec les différentes parties prenantes ont été tenus au mieux compte tenu de la situation hydrométéorologique exceptionnelle en 2022 :

- pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau, EDF a déstocké des volumes très importants de ses réservoirs avec 808 hm^3 soit + 60 % par rapport à la moyenne 2015-2021 (période particulièrement chaude) et constitue même le record sur cette période. Le volume de soutien d'étiage sur le bassin Adour-Garonne a atteint un niveau record à 117 Mm^3 (précédent record à 91 Mm^3 en 2019 et 2020). Sur Serre-Ponçon, le prélèvement agricole est finalement resté dans son enveloppe de 200 Mm^3 (184 Mm^3 délivrés) en vertu de réductions drastiques ;
- en Corse, la gestion très prudente des retenues a permis d'atteindre les côtes touristiques et de respecter les engagements conventionnés au détriment de la production. Pour la chaîne d'aménagements Durance-Verdon, enregistrant le déficit hydrologique le plus important depuis la mise en service en 1964, les cotes des retenues de Serre-Ponçon, Castillon et Sainte-Croix sont restées sous les cotes minimales touristiques dès le 1er juillet et durant tout l'été.

Lors du Varenne de l'eau, la mission d'expertise CGEDD-CGAAER [2] a reconnu le rôle important d'EDF dans l'équilibre hydrique du bassin Adour-Garonne, eta conclu à la nécessité de préserver le potentiel de flexibilité hydroélectrique.

3.2.3.3.2.3 L'accès à l'eau dans les projets internationaux

Concernant l'accès à l'eau, l'hygiène et l'assainissement, plus connu sous le nom de « WASH » (pour Water Access to Sanitation and Hygyen), et constituant la cible principale de l'ODD6 sur l'eau, EDF garantit cet accès à tous les employés et ouvriers sur 100 % de ses installations ou bureaux. En 2013, EDF a été l'une des premières entreprises à signer le plaidoyer du WBCSD [3] pour un engagement sur WASH. EDF va au-delà de cet engagement en l'appliquant aux sites temporaires comme les chantiers hydroélectriques mobiles isolés (ex. Nam Theun 2 au Laos).

Cameroun

Le projet hydraulique de Nachtigal s'efforce d'améliorer l'accès à l'eau pour les habitants de la zone du projet, comme cela avait été fait avec succès pour le projet de Nam Theun 2 au Laos. Un appel d'offres a été récemment lancé pour renouveler les puits de forage existants et en construire de nouveaux dans les zones où l'accès à de l'eau propre représente un enjeu pour les populations. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des programmes de soutien aux infrastructures locales, et est établie en concertation avec la population et les autorités en charge du développement communautaire

Chili

L'initiative « *Good energy to improve the quality of life of the Los Burros Sur cove* » a remporté le premier prix du concours « *Good practices for a more sustainable electricity future* » organisé par Generadoras de Chile. Cette initiative est portée par EDF et Latin American Power en collaboration avec différents acteurs du territoire de la commune de Freirina. Le projet comprend plus de dix actions, dont l'installation de systèmes de production d'énergie solaire, l'approvisionnement en eau potable et le soutien à la diversification productive de la zone avec par exemple des cours de plongée pour les pêcheurs ou la livraison d'équipements appropriés. La communauté a obtenu un fond pour construire une usine de dessalement (appuyé par l'expertise technique des deux entreprises), ainsi qu'un financement supplémentaire destiné à accroître la production d'eau potable.

Sur le thème de la gestion intégrée et partagée de l'eau, se reporter également la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » et notamment « la gestion de l'accès à l'eau ».

3.2.4 Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

Le groupe EDF fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise.

Le Groupe s'engage à :

- assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs ;
- favoriser une approche d'économie circulaire ;
- éviter la production de déchets conventionnels et favoriser, dans l'ordre, le réemploi, le recyclage, la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière, valorisation énergétique) ;
- utiliser ses déchets par une réaffectation des usages en interne à l'entreprise lors des nouveaux aménagements, ou dans des filières de valorisations agrées.

3.2.4.1 Assumer sa responsabilité vis-à-vis des matières et déchets radioactifs

Les centrales nucléaires génèrent des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales, du recyclage du combustible usé, ou de la déconstruction des centrales définitivement mises à l'arrêt.

- 95 % du volume des déchets radioactifs produits par EDF sont des déchets « à vie courte » (période inférieure ou égale à trente et un ans). Ils proviennent essentiellement des systèmes de filtration, des opérations de maintenance et d'entretien. La majeure partie des déchets radioactifs issus des travaux de déconstruction des centrales sont également des déchets à vie courte.
- Les déchets « à vie longue » (période supérieure à trente et un ans) sont générés par le traitement du combustible nucléaire usé, par la mise au rebut de certaines pièces métalliques issues des réacteurs et par les déchets de la déconstruction des parties métalliques proches du cœur ainsi que du graphite des réacteurs nucléaires à l'uranium naturel-graphite-gaz. Ces déchets « à vie longue » représentent environ 5 % du volume des déchets radioactifs produits à terme par EDF.

(1) Établissements publics territoriaux de bassin.
(2) Il s'agit du Conseil général de l'environnement et du développement (CGEED) et du Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER). Ils avaient été chargés de proposer une vision partagée des relations entre l'agriculture et l'eau à l'horizon 2050 dans le contexte du changement climatique
(3) WBCSD : World Business Council for Sustainable Development

Par ailleurs, l'exploitation des centrales nucléaires génère des combustibles usés (matières radioactives potentiellement valorisables), dont la quantité est limitée grâce à la mise en œuvre du traitement – recyclage.

EDF a créé le groupe Cyclife, un ensemble de filiales spécialisées dans le démantèlement et la gestion des déchets. Cyclife propose notamment des solutions de fusion et d'incinération permettant de réduire les volumes de déchets radioactifs à vie courte et, selon les réglementations locales, de recycler les déchets métalliques de très faible activité. Cyclife dispose de 3 usines, en France, en Suède et au Royaume-Uni, et de machines mobiles intervenant notamment directement sur les centrales nucléaires en exploitation. Cyclife travaille aussi au développement de technologies innovantes de traitement de déchets avec des partenaires industriels.

3.2.4.1.1 France

En France, EDF, exploitant nucléaire, est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets qu'il produit sans transfert possible ni limitation dans le temps. Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'Andra du stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement. Plus globalement, la gestion sûre et durable des matières et des déchets radioactifs est coordonnée par l'État au travers du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR). Mis à jour tous les 5 ans [(1)] avec la contribution des industriels, des associations, du public, des autorités et des représentants de l'État, il intègre les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), elle-même régulièrement actualisée. EDF participe activement à l'ensemble des groupes de travail associés au PNGMDR.

EDF constitue des provisions pour couvrir les charges futures de gestion des déchets (voir dans la section 6.1, la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022), conformément à l'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application. Ces textes définissent les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir dans la section 6.1, la note annexe aux comptes consolidés 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF »).

EDF a mis en place un dispositif de gestion des déchets d'exploitation et de démantèlement de ses centrales qui permet dès aujourd'hui la prise en charge de tous les déchets issus de la production d'électricité d'origine nucléaire dans des filières industrielles dédiées, opérationnelles et sûres, dans le respect de l'environnement et de la santé des populations et des personnels concernés, placées sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Des évolutions réglementaires issues du PNGMDR [(2)] (textes réglementaires publiés le 14 février 2022) ont mis en place au début de l'année 2022 le cadre juridique permettant le recyclage et la valorisation des métaux de très faible activité issus d'installations nucléaires, harmonisant ainsi la réglementation française avec celle des autres pays européens. L'enjeu de cette évolution est de permettre d'économiser des ressources naturelles ainsi que des capacités de stockage du Cires. EDF étudie en partenariat avec Orano un projet d'installation industrielle de valorisation des matériaux métalliques TFA en vue de leur réutilisation dans l'industrie conventionnelle, le projet Technocentre. Cette installation vise la production, après traitement, fusion et contrôles, de lingots dont les caractéristiques radiologiques garantissent une utilisation sans impact sur la santé et l'environnement, et ce quel qu'en soit l'usage. Par ailleurs, la filiale Cyclife poursuit son développement afin d'élargir une gamme de solutions de traitement des déchets.

Concernant les déchets à vie longue de type HA et MAVL (voir le glossaire), le Groupe est engagé aux côtés de l'Andra, maître d'ouvrage du projet Cigéo, pour la réussite de ce projet de centre de stockage géologique permettant de garantir aux générations futures une option de gestion sûre pour le très long terme qui les libère de toute contrainte de gestion active de ces déchets. Ce projet consiste à stocker les déchets dans des galeries construites à 500 mètres sous terre au sein d'une couche d'argile stable depuis plus de 150 millions d'années et présentant les propriétés de confinement requises. Le décret de Déclaration d'utilité publique (DUP) de Cigéo ainsi que le décret inscrivant Cigéo parmi les Opérations d'intérêt national (OIN) ont été signés en juillet 2022 [(3)]. L'Andra a déposé le 17 janvier 2023 auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo.

Concernant la gestion du combustible usé, l'exploitation du parc nucléaire par EDF en France conduit à entreposer aujourd'hui environ 100 tonnes de combustibles usés supplémentaires chaque année. Ce niveau est limité par rapport à la quantité de combustibles usés déchargés des réacteurs (1 200 tonnes par an), en raison de la mise en œuvre du traitement – recyclage du combustible usé. La majeure partie des combustibles usés (environ neuf dixièmes) est traitée par Orano à La Hague pour être utilisée une nouvelle fois en réacteur, et le dixième restant, n'étant pas traité à court terme car déjà issu de combustibles retraités, doit être entreposé sur plusieurs dizaines d'années dans l'attente d'une valorisation ultérieure (ou à défaut dans l'attente de leur stockage définitif). EDF recycle en effet actuellement une fois le combustible usé dans ses réacteurs (monorecyclage) et étudie la possibilité de le recycler davantage à l'avenir (multirecyclage dans les réacteurs actuels, ou bien dans de futurs réacteurs de 4e génération).

Dans ce contexte, EDF développe un projet d'installation d'entreposage centralisé sous eau de combustibles usés, afin de répondre au besoin d'entreposage de longue durée pour les combustibles usés déjà issus d'un 1er recyclage. Ce projet vise aussi à répondre au besoin plus général de disposer de nouvelles capacités d'entreposage de combustibles usés à l'horizon 2030. La mise en service de cette installation, dont l'implantation est envisagée à La Hague, est prévue en 2034. Ce projet a fait l'objet d'une concertation préalable sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP), qui s'est tenue sur 3 mois répartis en deux phases, du 22 novembre 2021 au 2 février 2022, puis du 20 juin au 8 juillet 2022 (voir la section 1.4.1.1.2.3). Cette étape ouvre sur une phase de concertation continue avec le territoire jusqu'à l'Enquête Publique prévue en 2025.

Par ailleurs, afin de répondre aux besoins d'entreposage de moyen terme, des solutions transitoires sont étudiées par Orano et EDF en lien avec l'ASN : densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, solutions d'entreposage à sec pour certains combustibles.

Pour plus de détails, voir la note 15.1.1 provision nucléaire en France de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2022 en section 6.1. Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » : A – « L'aval du cycle », « Le traitement des combustibles usés issus des centrales d'EDF », « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés », et B – « La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif ».

Les risques associés à la gestion des déchets sont décrits au chapitre 2 (Risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et de la déconstruction des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés »).

3.2.4.1.2 Royaume Uni

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en plusieurs catégories :

- déchets de faible activité (LLW) ;
- déchets de moyenne activité (ILW) ;
- déchets de haute activité (HA), qui sont des déchets radioactifs (hors combustible usé) qui ont une importante capacité de génération de chaleur et donc de refroidissement, ce qui doit être pris en compte dans leur manipulation et leur stockage.

La stratégie déchets radioactifs d'EDF UK s'inscrit dans la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser).

Les déchets LLW représentent environ 94 % du volume des déchets radioactifs du Royaume-Uni, mais seulement 1 % de la radioactivité totale. Ces déchets sont principalement composés d'anciens composants de machines, de filtres, de plastique, de tissu et de papier. Les déchets sont recyclés ou incinérés via des incinérateurs à haute température, de sorte que les déchets LLW envoyés pour élimination sont minimisés. Tous les déchets restants sont compactés (si possible), scellés dans des conteneurs, puis enfermés dans du ciment et éliminés dans le dépôt LLW de Cumbria.

Les déchets ILW comptent pour environ 6 % du volume de déchets radioactifs du Royaume-Uni, qui proviennent principalement de l'exploitation et de la maintenance des centrales électriques. Les déchets sont stockés en toute sécurité dans des zones blindées au sein des centrales électriques, avant installation d'un procédé d'élimination géologique à long terme (GDF) prévu par le gouvernement en Angleterre et au Pays de Galles (ou d'autres voies d'élimination en Écosse) après une période de décomposition.

(1) Décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022 prévu par l'article L. 542-1-2 du Code de l'environnement et établissant les prescriptions du PNGMDR.

(2) Décret n° 2022-174 du 14 février 2022 relatif à la mise en œuvre d'opérations de valorisation 1333 6 substances faiblement radioactives et Décret n° 2022-175 du 14 février 2022 relatif aux substances radioactives éligibles aux opérations de valorisation mentionnées à l'article R. 1333-6-1 du Code de la santé publique.

(3) Décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique CIGEO et porté mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays Barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse) et décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet CIGEO parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

Les déchets HA représentent moins de 1 % du volume de déchets radioactifs du Royaume-Uni et représentent environ 95 % de la radioactivité totale. Les HA sont produits en tant que sous-produit du retraitement du combustible usé des réacteurs nucléaires. Les HA se présentent généralement sous forme liquide et un processus appelé « vitrification » convertit les HA liquides en un produit solide qui est ensuite stocké en toute sécurité, prêt pour le GDF prévu pour les déchets en Angleterre et au Pays de Galles. Pour l'Écosse, les déchets de haute activité doivent être emballés et stockés avant le développement d'un dépôt près de la surface. EDF UK n'a pas de déchets HA sur ses sites car il n'effectue de retraitement de combustibles usés sur aucun de ses sites.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par Sellafield limited, une filiale de la NDA [1]) en vue d'y être entreposé sur le long terme Le combustible usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec dédiée qui a vocation à stocker en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes). La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles sont basées sur des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement. (Voir la section 1.4.5.1.2.2 « Production nucléaire » : « La gestion des déchets radioactifs » et « La gestion des déchets issus du démantèlement ».)

3.2.4.1.3 Indicateurs en matière de déchets radioactifs

Indicateur déchets radioactifs solides	2020	2021	2022
France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue *(en m³)*	283	287	225
Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués *(en m³)*	352	471	498

En complément des indicateurs précédents, les centrales de production en fonctionnement en France (EDF) sont concernées par les déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) et par les déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc). En France, le volume des déchets TFA en 2022 est de 3 619 m³ contre 3 273 m³ en 2021 et 2 597 m³ en 2020. Le volume des déchets FMAvc en 2022 est de 4 916 m³ contre 6 329 m³ en 2021 et 5 429 m³ en 2020. Au périmètre du Groupe au Royaume-Uni, les déchets radioactifs à Moyenne Activité générés sont de 196 m³ contre 161 m³ 2021 et 2020.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome, en Belgique et aux USA, sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A. Aux USA le volume des déchets classe A est de 911 m³ contre 215 m³ en 2021, et de 378 m³ en 2020. En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours de finalisation et n'ont pas produit de déchets Classe A en 2022, comme en 2021 et 2020.

3.2.4.1.4 Déchets radioactifs et déconstruction

Les déchets issus de la déconstruction des centrales et des activités industrielles associées sont identifiés en France par les indicateurs des déchets radioactifs solides de déconstruction et industriels de Très Faible Activité (TFA) et les déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA). Pour le Groupe en France, le volume des déchets TFA est de 3 259 m³ contre 2 707 m³ en 2021 et de 2 007 m³ en 2020. Le volume des déchets FMA est de 349 m³ contre 622 m³ en 2021 et 251 m³ en 2020.

3.2.4.2 Éco-concevoir

La démarche d'éco-conception, première phase de l'économie circulaire [2], est intégrée dès la phase d'ingénierie pour les grands projets de construction neufs ou de modification importante de process. De nombreux leviers sont mis en œuvre, par exemple :

Déploiement à la DPNT

La conception des installations par les entités d'ingénierie s'appuie sur des démarches d'écoconception intégrant l'empreinte environnementale, la maîtrise de la production de déchets et la réutilisation des matériaux tout au long du cycle de vie. La mise en place de Schéma d'Organisation et de Gestion des Déchets (SOGED) pour les chantiers importants contribue à la mise en place des principes de l'économie circulaire très en amont du démarrage des chantiers.

Déploiement à EDF Hydro

Déploiement de la démarche éco-socio-conception à EDF Hydro, par exemple avec la réalisation d'un bilan empreinte GES pour les projets passant en CECEG, les projets cofinancés, les projets nécessitant une étude d'impact et certains projets de développement à l'international.

Sensibilisation des acteurs

Actions de sensibilisation du personnel et des prestataires, par exemple sous forme de *e-learning* ou de concours, participation à la Semaine Européenne de la Réduction des Déchets (SERD).

3.2.4.3 Réemployer et optimiser les ressources

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit.

Plan d'action des entités

Toutes les entités déploient des plans d'actions visant à limiter la production de déchets conventionnels, intégrés aux programmes des systèmes de management environnementaux et comprenant des indicateurs associés (quantité de déchets évités, quantité d'équipements réemployés, économies réalisées sur la gestion des déchets, suivi d'un taux de valorisation des déchets pour inciter au recyclage, et donc aux économies de ressources).

Groupe « Déchets et économie circulaire »

Intégré au SME d'EDF, ce groupe a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation des ressources et de réemploi en vue de limiter la production de déchets.

3.2.4.3.1 Optimiser les combustibles et les matières premières

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative : uranium, gaz, charbon, fuel et biomasse. Les consommations des différents combustibles ont varié de façon hétérogène en 2022 : charbon (- 48 %), fioul lourd (- 1 %), gaz naturel et industriel (- 7 %). En France, la consommation de charbon a diminué de 43 % en raison de la diminution de la production à partir de charbon. La consommation de gaz d'EDF a diminué de 7 % en raison de la réduction de la production d'énergie à partir de gaz. S'agissant de la consommation d'électricité sur les sites industriels, les consommations d'électricité des auxiliaires des moyens de production (environ 20 TWh/an) sont majoritairement liées à l'autoconsommation électrique.

(1) Nuclear Decommissioning Authority

(2) Parmi les nombreux exemples, citons la fourniture gratuite des eaux tièdes de la centrale de Gravelines à la ferme aquacole Aquanord, où grâce à l'installation de canalisations récupérant l'eau tiède dans le canal, la ferme aquacole en reçoit 10 m³ par seconde, sans système de chauffage d'eau (voir le guide EDF économie circulaire et territoires) ; de même pour la centrale de Dampierre qui utilise ses eaux chaudes pour alimenter des serres agricoles à proximité.

Afin d'optimiser les combustibles et les matières premières, le Groupe actionne de nombreux leviers :

Évolution du mix de production du Groupe

Le développement des énergies renouvelables, la mise en service de CCG [1] à fort rendement (le projet Marghera Levante d'Edison ambitionne d'être parmi les plus performants en Europe), l'utilisation de la biomasse par Dalkia, la conversion du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide.

Optimisation des installations existantes

SEI, Dalkia ou EDF au Royaume-Uni réalisent des actions d'optimisation des installations existantes telles que : l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement des *processs*, la maintenance ou la modification des process, les prescriptions en termes de qualité des combustibles et de surveillance renforcée des niveaux de rendement, ou le recours à la cogénération (*e-monitoring*). Par ailleurs, sept sites thermiques de SEI sont certifiés ISO 50001 dans les territoires insulaires.

Choix en temps réel des moyens de production les plus performants

À titre d'illustration de ce levier, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux énergies renouvelables en substitution d'énergie fossile.

Mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel

La maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel. Le recyclage du combustible usé permet d'économiser actuellement environ 10 % d'uranium naturel via l'utilisation du combustible MOX (pour un cycle à l'équilibre), et à terme jusqu'à 25 % via la relance de la filière URT (uranium de retraitement) (voir dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire »).

Analyses du cycle de vie (ACV)

EDF Renouvelables, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements a réalisé des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre, solaire, photovoltaïque, stockage par batteries) pour identifier les principaux impacts environnementaux, les phases du cycle de vie les plus contributrices et pour étudier la faisabilité technico-économique des pistes d'amélioration.

Développement des batteries zinc-air

Zinium est une filiale du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants (sur les métaux rares, voir aussi la section 3.2.4.4.3 « Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables »).

3.2.4.3.2 Optimiser les matériaux et les matériels

Au cours des grands chantiers liés aux investissements réseaux, hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés. De nombreux chantiers d'ampleur issus du programme Grand Carénage rendent disponibles un nombre important de matériels et pièces de rechange pouvant encore servir.

EDF Réutiliz

EDF a mis en service une plateforme digitale de réemploi d'équipements professionnels, nommée EDF Réutiliz, développée en vue de réduire la consommation de ressources et de limiter la production de nouveaux biens. Son déploiement est entré fin 2020 dans sa phase de mise en œuvre opérationnelle, intensifiant ainsi les opérations de réemploi déjà déployées sur le parc de production, et sur la gestion du parc mobilier et informatique. EDF R&D a estimé que l'impact carbone du réemploi contribuait à la réduction de son propre bilan de GES (scope 3), mais également à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF. Une méthodologie de calcul et une base de données ont été élaborées pour calculer les émissions de GES évitées grâce au réemploi.

En 2022, le réemploi a permis d'éviter l'émission de 956 tonnes de CO_2e pour EDF et ses parties prenantes.

3.2.4.3.3 Optimiser les consommations internes

Le 29 août 2022, EDF s'est doté d'un plan sobriété énergétique interne visant une réduction de 10 % des consommations clés de l'entreprise, grâce à des mesures volontaristes et à la mobilisation des salariés.

Ce plan amplifie et complète les engagements pris par l'entreprise depuis plusieurs années. Pour faire face à la crise, il propose de nouvelles mesures et encourage les « éco-gestes » au quotidien en faveur des économies d'énergie, à travers trois leviers principaux : les espaces de travail, les usages numériques et la poursuite des actions d'optimisation des déplacements.

Espaces de travail

- **Contexte** : Le parc immobilier d'EDF représente aujourd'hui un peu plus de 3 millions de mètres-carrés, dont environ 2/3 de bâtiments tertiaires sur des sites industriels. La climatisation et le chauffage comptent pour 20 à 40 % de la consommation d'énergie des bâtiments tertiaires. La direction Immobilier Groupe agit pour réduire la consommation des espaces de travail, à travers l'optimisation des m^2, des audits énergétiques et des mesures d'efficacité (par exemple, l'installation d'équipements de gestion technique du bâtiment et de chauffage plus performants, l'arrêt de la climatisation ou de la ventilation la nuit et le week-end qui représente un gain de 4,5 % de la consommation de la ventilation…). Les immeubles dont la performance énergétique est trop faible sont progressivement abandonnés au profit de nouveaux baux intégrant des critères énergétiques plus exigeants. Une exploitation et une valorisation des données avec Datanumia en partenariat avec la Direction Commerce et la R&D, permet un pilotage précis de la consommation de chaque site. En moins de quatre ans, la consommation énergétique totale du parc immobilier a ainsi baissé d'environ 12 %.
- **Nouveautés 2022** : Le plan sobriété énergétique interne propose aujourd'hui des nouvelles mesures dans les espaces de travail. Il s'agit notamment de la limitation à 19 °C du chauffage dès cet hiver, de l'extinction automatique de l'éclairage collectif à 19 heures, de la réduction des plages d'éclairage des enseignes lumineuses

Usages numériques

- **Contexte récent** : EDF a été la première grande entreprise à obtenir, en avril 2021, le label « Numérique responsable ». Entre autres actions qui ont été menées et qui ont contribué à cette labellisation, les *data centers* ont réduit leur consommation d'énergie de 10 % depuis 2015 tout en doublant leur puissance de calcul. Avec la « virtualisation » des serveurs, plusieurs applications sont hébergées dans un seul équipement, là où il y avait auparavant un équipement par application. Autres exemples, les posts et communications sur les réseaux sociaux du Groupe ont une date-limite de diffusion (DLD), et les conversations Teams sont automatiquement supprimées au bout de six mois.

  Des efforts ont aussi été faits sur la durée et le cycle de vie des matériels numériques : la direction des Services informatique et télécom prolonge la durée de vie des PC, écrans, téléphones et serveurs, et s'efforce de leur donner une seconde vie, en partenariat avec des associations et des collectivités locales. Elle travaille également à valoriser la chaleur « fatale » des *data centers*, en partenariat avec Dalkia et étudie la possibilité de mettre en place des panneaux photovoltaïques sur les sites où sont situés les *data centers* pour permettre l'autoconsommation.
- Des écogestes « Numérique Responsable » ont déjà été recensés et sont recommandés concernant l'utilisation d'Internet, la messagerie, les impressions papier, les smartphones, la création et l'optimisation d'un document, la compression de fichiers multimédias. Ils sont disponibles sur le site Numérique Responsable de l'intranet du Groupe (VEOL).
- **Nouveautés 2022** : Le plan sobriété énergétique interne actionne plusieurs leviers supplémentaires, de façon centralisée ou à la main des salariés, pour économiser l'énergie ou encore, en cas de tension sur le réseau, contribuer à l'« effacement » en décalant des consommations.

Poursuite de l'optimisation et de la réduction des déplacements

Avec le programme EV100, l'entreprise s'est engagée dans l'électrification de son parc de véhicules, pour en réduire l'empreinte carbone. Avec déjà un tiers des véhicules du Groupe 100 % électriques, la consommation de carburant a ainsi diminué de 20 % depuis 2019.

En réduisant les déplacements professionnels au profit de réunions à distance, les salariés ont collectivement réduit de 20 % les voyages en avion et de 17 % les voyages en train depuis 2019.

(1) cycle combiné gaz, un type de centrale électrique utilisant une association de turbines à gaz et de turbines à vapeur.

La poursuite du programme EV100 [1], l'augmentation du taux d'utilisation des véhicules électriques, ainsi que des formations à l'éco-conduite, doivent faire encore progresser le Groupe dans la réduction de la consommation énergétique des déplacements, et de leur empreinte carbone. Autre piste à l'étude pour y contribuer : l'affichage par TRHIPS [2] des émissions de CO_2 pour chaque voyage, ainsi que la possibilité d'afficher en priorité les propositions de voyages bas-carbone.

La réduction des déplacements reste un levier majeur d'économie de carburant et d'atteinte de la neutralité carbone. Dans le cadre de l'initiative de la DRH Groupe « Combattre le CO_2, ça commence par nous », de nombreuses actions sont déjà proposées en ce sens. Un challenge sur la sobriété énergétique a été ajouté à ce programme.

Les salariés du Groupe sont de plus en plus sensibles sur ces questions, notamment au travers de réseaux initiés à leur initiative. [3]

3.2.4.4 Gérer et valoriser les déchets conventionnels

Les déchets dits conventionnels sont les déchets produits par le groupe EDF sur ses sites. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs, ni les cendres de charbon et le gypse issus du process qui font l'objet d'une gestion et d'un bilan spécifiques. Les déchets stockés sur site en attente d'évacuation, les matériaux réemployés sur site (cas de terres excavées et gravats) et les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes, dons) ne sont pas comptabilisés. Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent reporting lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

3.2.4.4.1 Valorisation des déchets conventionnels

3.2.4.4.1.1 Politique et engagement du Groupe

La politique RSE du Groupe vise à développer la démarche d'économie circulaire et à améliorer la valorisation des déchets produits. Cette politique se concrétise sur différents volets, dont le développement de la réutilisation des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions ; la mise en œuvre des pré-traitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures, séparation de l'amiante) ; la mise en place de partenariats avec des acteurs du recyclage (RECYLUM pour Citelum, Veolia et Suez pour les déchets conventionnels, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ; le tri et la valorisation des déchets dans des filières habilitées ; par exemple les terres excavées ou les sédiments issus des barrages hydrauliques sont valorisés comme granulats pour le génie civil, ou lors de travaux publics ; le tri et la valorisation de certains déchets vers des filières de valorisation dédiées (Contrats Soren ou First Solar d'EDF Renouvelables pour les panneaux en fin de vie). [4]

3.2.4.4.1.2 Indicateur clé de performance

L'objectif annuel de valorisation des déchets est de 90 % pour l'ensemble du Groupe.

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'objectif annuel de valorisation des déchets est de 90% pour l'ensemble du Groupe.

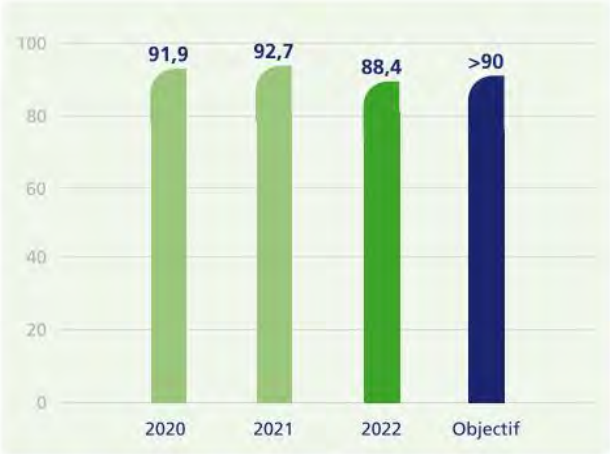
La baisse du taux de valorisation des déchets conventionnels observée en 2022 s'explique notamment par les actions de réduction de production de déchets parmi les plus valorisables, dans le cadre de la stratégie d'EDF en matière de prévention des déchets issus des activités d'exploitation, de maintenance et de chantiers de travaux neufs, ainsi que par l'accroissement du recours au réemploi (notamment à la DPNT et chez Framatome).

Déchets dangereux

La production de déchets dangereux s'établit en 2022 à environ 57 000 tonnes à l'échelle Groupe. Il s'agit principalement de mélanges eaux-hydrocarbures, de boues de traitement des fumées issus de l'exploitation des installations.

En France, de nouveaux outils de suivi ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets dangereux issus de l'exploitation des filières industrielles (dont un indicateur de suivi trimestriel dédié).

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation (en %)



3.2.4.4.2 Valorisation des produits de combustion

Valorisation des cendres

Issues de la combustion du charbon pour la production d'électricité, les cendres de charbon disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). En 2022, EDF a produit 52 755 tonnes de cendres de charbon et valorisé 19 408 tonnes, soit un taux de valorisation de 37 %.

Travaux de recherche

Dans une démarche d'amélioration continue, EDF a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues notamment via les travaux de l'association RECORD.

3.2.4.4.3 Recyclage dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables

3.2.4.4.3.1 Recyclage des éoliennes

Recyclable à 98 %, fondations béton incluses

Composée essentiellement de béton, d'acier/fonte, de cuivre et d'aluminium, la structure d'une éolienne est recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 98 %. Les éléments plus difficilement recyclables sont les pales : elles représentent environ 10 % du poids d'une éolienne (2 % fondations incluses). La filière de traitement la plus mature est pour l'instant la valorisation énergétique, mais des solutions alternatives sont en phase de développement (valorisation matière).

(1) Voir la section 3.1.4.3.6.4 « L'engagement sur la flotte de véhicules d'EDF (EV100) ».
(2) TRHIPS (*Travel, Risk Management, RH, Information Planification System*) est le logiciel mis à disposition des salariés, couvrant quatre domaines de réservation en ligne : les billets de train et d'avion, l'hébergement, et la location de véhicules.
(3) Voir par exemple le Rhizome, Voir la section 3.3.4.3 « Innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive ».
(4) Voir notamment la section 3.2.4.4.3.2 qui détaille ces contrats.

Les pales R&D

Les pales et composants de l'éolienne qui sont encore difficilement recyclables font l'objet de diverses expérimentations et projets pilotes sur lesquels EDF Renouvelables travaille, en coordination avec la R&D d'EDF : valorisation des pales en fibre de verre et transformation en granulats pour intégration dans du béton ou de l'agrégat de bois ; réutilisation pour du mobilier urbain (exemple du démantèlement du parc EDF Renouvelables de Tenesa en Corse).

Des pales d'éoliennes recyclables pour un parc éolien en mer d'EDF Renouvelables

Dévoilé par Siemens Gamesa en 2021, un nouveau modèle de pale recyclable sera utilisé par EDF Renouvelables sur 10 éoliennes du parc éolien en mer du Calvados. Il s'agit d'une première en France. Fabriquée à partir d'une combinaison de matériaux coulés ensemble avec de la résine, ce nouveau modèle de pale permet de séparer efficacement la résine des autres composants à la fin de vie de la pale, pour une réutilisation des matériaux dans de nombreuses applications (industrie automobile, aéronautique, ferroviaire…).

Soutien à l'appel à une interdiction de mise en décharge

EDF Renouvelables, en tant que membre de WindEurope [(1)], a soutenu l'appel à une interdiction de mise en décharge à l'échelle européenne des pales d'éoliennes déclassées d'ici 2025. L'industrie éolienne européenne s'engage activement à réutiliser, recycler ou récupérer 100 % des pales déclassées.

Les terres rares

Elles représentent un enjeu pour l'éolien, et ce uniquement pour les technologies utilisant des aimants permanents, c'est-à-dire les éoliennes « PMG » (Permanent Magnet Generator). Celles-ci peuvent contenir plusieurs terres rares : néodyme, dysprosium, praséodyme ou parfois terbium dans leurs aimants permanents. Les aimants représentent en moyenne 600 à 700 kg/MW en Direct Drive (utilisé principalement pour les éoliennes offshore), et 80 à 160 kg/MW en Gearbox (utilisé principalement pour le terrestre).

Recyclage des aimants permanents

En raison des faibles volumes actuellement, il n'existe pas encore de filière industrielle mature de recyclage des aimants permanents en vue de réutiliser les terres rares. Le recyclage des aimants permanents est à l'étude et les premiers projets émergent. Des fabricants travaillent à la création d'éoliennes à aimants permanents sans terres rares.

3.2.4.4.3.2 Recyclage des panneaux photovoltaïques

En Europe, le recyclage des panneaux photovoltaïque est régi par la directive 2012/19/UE du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2012 relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques modifiée dite « directive DEEE ». En application de cette directive, les producteurs sont responsables du financement de la gestion des déchets provenant de ses propres produits, y compris le traitement des produits en fin de vie.

Recyclable à 95 %

En France, plus de 95 % des composants sont recyclés. Les terres rares n'entrent pas dans la fabrication des panneaux photovoltaïques.

Collecte, réutilisation et recyclage

En France, l'éco-organisme SOREN (ex PV-Cycle), agréé par l'État, assure la collecte en fin de vie (l'éco-participation moyenne à l'achat de l'équipement est de 70 centimes d'euro par panneau). Il existe aujourd'hui 3 usines de recyclage des panneaux « silicium cristallin » en France. Les matériaux sont isolés et redirigés vers diverses filières industrielles : le silicium vers les filières de métaux précieux, le cadre en aluminium vers les affineries d'aluminium, les boîtiers de raccordement et les câbles sont broyés et vendus sous forme de grenaille de cuivre.

(1) windeurope.org/newsroom/press-releases/wind-industry-calls-for-europe-wide-ban-on-landfilling-turbine-blades/

3.3 Bien-être et solidarités

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être d'EDF. Cela concerne aussi bien ses salariés que l'ensemble de ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la santé et la sécurité de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, la lutte contre la précarité énergétique et l'engagement pour l'innovation sociale.

1,9	**100 %**	**30,8 %**	**476 638**
LTIR GLOBAL	TAUX DE RETOUR VERS LES ALERTEURS DANS UN DELAI D'UN MOIS	TAUX DE MIXITÉ FEMMES DANS LES COMITÉS DE DIRECTION	ACTIONS DE CONSEIL DU DISPOSITIF ACCOMPAGNEMENT ÉNERGIE

Le Groupe a pour objectif, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de transformer durablement les modalités de travail et de management des activités, afin de disposer des meilleures conditions d'engagement des salariés en vue d'accroître leur bien-être, leur performance et la mobilisation des équipes.

Un dispositif pionnier [1] en matière d'écoute des salariés et de recueil des attentes : « MyEDF Group »

Déployée auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, l'enquête annuelle d'engagement « MyEDF Group » a pour but de recueillir les opinions des salariés sur leur situation professionnelle et leur perception de l'entreprise au niveau local et à l'échelle du Groupe. En identifiant les domaines de satisfaction et les pistes d'amélioration, les résultats de cette enquête sont examinés en COMEX et dans les différents CODIR. Ils permettent d'orienter les priorités et de nourrir les plans d'actions au sein des équipes.

L'enquête 2022 s'est déroulée sur 4 semaines. Elle est conduite par IPSOS qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses. La participation est à nouveau à son plus haut niveau à 79 %. L'indice d'engagement est à un bon niveau et progresse encore de 2 points (71 %) par rapport à l'an passé. Les résultats en termes d'engagement (indices d'engagement [2]) sont intégrés à la rémunération variable des cadres-dirigeants (voir la section 3.5.4.6 « RSE et rémunération des cadres dirigeants »).

3.3.1 Sûreté, santé et sécurité de tous

EDF s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail, garantir un haut niveau de protection sociale), d'offres commerciales liées au bien-être, de qualité de l'air, et de réduction des nuisances.

3.3.1.1 Sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels d'EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO et audits OSART) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté Nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2021 (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Compte tenu de l'importance de l'enjeu de la sûreté nucléaire, une information et une communication claires et transparentes sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous- traitants, les instances de contrôle (ASN et ONR), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de Sûreté Nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir section 1.4.1.1.4.3).

Pour des développements en matière de sûreté nucléaire, voir notamment les sections 1.4.1.1.2.2 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection », 1.4.5.1.2 « Les activités d'EDF Energy » et 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Indicateur INES

	2020	2021	2022
Événements significatifs de niveau égal à deux sur l'échelle INES *(en nb)**	1	1	0

* *Pour la méthodologie associée à cet indicateur, voir section 3.6 « Méthodologie ».*

(1) La première édition de l'enquête interne d'engagement « My EDF Group » fut linitiée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe.

(2) L'indice d'engagement est « un indice de dynamique d'engagement salarié » descriptif et factuel qui permet, utilisé de façon macro de mesurer la qualité de l'engagement des salariés sur l'ensemble de l'entité.

Focus sur la Corrosion sous contrainte (CSC)

Voir en section 1.4.1.1.2.1 "Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires".

3.3.1.2 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. La politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et un fonctionnement en amélioration continue. Pour les développements relatifs à la sûreté hydraulique, se reporter à la section 3.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique ».

3.3.1.3 Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est au cœur de la stratégie CAP 2030. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé.

3.3.1.3.1 Politique santé sécurité

La politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, a été actualisée en avril 2021.

Le Groupe ambitionne d'être une référence en matière de santé et de sécurité. La politique s'appuie sur un engagement conjointement signé du Président-Directeur Général et l'ensemble des membres du Comité exécutif. La politique définit un cadre de cohérence dans lequel s'inscrivent les politiques des différentes filiales du Groupe, ainsi que leurs plans d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ses sous-traitants.

Priorités et objectifs

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et mortels, mais aussi de réduire le nombre d'accidents et de lutter contre l'absentéisme. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la santé sécurité BEST, enrichi de nouvelles pratiques. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés.

Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif. Un comité stratégique pilote le déploiement de la politique.

3.3.1.3.2 Management de la santé sécurité

Le socle de management de la santé sécurité

Les 10 règles vitales

Le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, identifiées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années.

Cadre de référence BEST

Les entités du Groupe réalisent régulièrement une autoévaluation de leur système de management de la santé et de la sécurité sur la base du cadre de référence BEST. En octobre 2022, le Comité Stratégique Santé Sécurité a réalisé un bilan spécifique du domaine d'exigences Santé Sécurité relatives aux relations avec les prestataires qui a permis de mettre en avant les progrès réalisés par les entités (forte progression notamment en matière de méthode de catégorisation des prestataires et des fournisseurs au regard du niveau de risques). Cette revue a notamment abouti à un plan d'action pour une intégration approfondie de la santé sécurité dans la démarche d'achat (voir aussi section 3.4.2.3.2.4 « Processus achats responsables »).

Les certifications ISO 45 001/MASE ou VCA

La part des salariés appartenant à des entités dont le système de management est certifié (ISO 45011, MASE ou VCA) est stable à 35,4 % fin 2022 contre 35,2 % fin 2021.

Ce chiffre fait l'objet d'une publication sur le site web « edf.fr » ainsi que sur celui des entités couvertes par une certification.

« Stop sécurité »

Lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « NoGo » doit être actionné pour corriger la situation avant de démarrer. De même quand des imprévus ne permettent plus de respecter les règles de sécurité, c'est un « STOP sécurité » qu'il convient de marquer. Le 13 octobre 2022, un temps d'arrêt a été effectué dans l'ensemble du Groupe pour que s'organise dans chaque équipe de travail un débat sur la déclinaison et l'appropriation de la nouvelle politique.

Partage de l'analyse des « Événements à Haut Potentiel » (HPE)

Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue, et d'entretenir la conscience du risque, les Événements à Haut Potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. 72 % de ces HPE sont des presque accidents ou des situations dangereuses. Un accent particulier est mis sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe.

En 2022, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté sur le développement des analyses des accidents avec arrêt et la réduction du nombre d'accidents avec et sans arrêt, classés HPE.

Audits santé sécurité

Des audits sont menés chaque année dans l'ensemble du Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées.

Voir aussi la section 3.9.1 « Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité ».

3.3.1.3.3 Accidents du travail

Eradiquer les accidents graves et les accidents mortels

EDF est engagé pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés et de ses sous-traitants. La priorité absolue est de les protéger et, en premier lieu, d'éradiquer les accidents graves et mortels.

Deux accidents mortels directement liés à l'activité professionnelle se sont produits en 2022. Ces drames concernaient un salarié prestataire victime d'une électrocution lors de la dépose d'une ligne, et un salarié prestataire victime d'une chute de hauteur lors de travaux en zone de montagne. En plus de ces deux accidents mortels, nous déplorons huit malaises mortels qui ont touché six de nos salariés et deux de nos prestataires, ainsi qu'un accident de trajet mortel dont a été victime l'un de nos salariés.

	Objectif	2020	2021	2022
Nombre d'accidents mortels	0	7	4	2

Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents graves et mortels, la nouvelle politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants. La politique actualisée renforce la dynamique de progrès avec les prestataires. Quatre fiches actions ou « atouts » ont été élaborées dans ce sens.

Diminuer les accidents du travail

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient l'indicateur LTIR (*lost time injury rate*) correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons.

L'indicateur clé de performance du Groupe : LTIR [1] global

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

Portés par la politique santé sécurité, les objectifs à fin 2023 sont de 1,4 pour les salariés du Groupe et de 1,8 pour le global salariés et prestataires.

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés EDF et les salariés prestataires.

LTIR Global

Précisions sur les accidents du travail et les maladies professionnelles

	2020	2021	2022
Salariés			
LTIR salariés du Groupe	1,4	1,7	1,6
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	351	432	404
Taux de gravité	0,13	0,16	0,16
Maladies professionnelles	41	40	52
Prestataires			
LTIR prestataires	2,6	2,6	2,2
Accidents du travail prestataires (avec arrêt d'un jour ou plus)	483	513	450

En ce qui concerne les maladies professionnelles, le nombre déclaré en 2022 revient aux valeurs enregistrées en 2018 et 2019 avec une part importante de cas liés au développement des troubles musculo squelettiques, justifiant les actions de prévention pour réduire la pénibilité des activités (exosquelettes) et aussi l'ergonomie des postes de travail, y compris dans le secteur tertiaire.

(1) *Lost Time Incident Rate*.

3.3.1.3.4 Bien-être et risques psychosociaux

Lutte contre l'absentéisme, prévention des risques psychosociaux, et amélioration du bien-être au travail

Pour 2020 et 2021, l'impact du COVID est estimé à 0,3 jour par salarié et par an. Pour 2022, l'impact du COVID est plus important (estimé à 1 jour par salarié et par an). Déduction faite de cet impact, le niveau d'absentéisme pour maladie et accident s'inscrit dans la continuité des résultats 2018 et 2019.

Les troubles anxio-dépressifs, le stress et les troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer les mesures de prévention.

Le développement des projets de responsabilisation des équipes a également permis une baisse significative de l'absentéisme des salariés des équipes engagées, illustrant l'impact positif sur les questions de santé, d'amélioration de la qualité de vie dans les collectifs mais aussi d'engagement et le sens du travail.

	2020	2021	2022
Nombre de jours d'absence par salarié et par an (groupe EDF)	8,8	9,1	9,8

De la santé au travail à la santé globale

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail, des médecins experts en santé environnementale et santé publique. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail.

Le Groupe s'engage sur les sujets de santé publique tels que la prévention des addictions et du risque cardiovasculaire.

3.3.1.3.5 Bien-être, organisation et temps de travail

Durée du travail

Pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum. Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société, tels que la continuité de l'exploitation, les salariés peuvent être amenés à travailler en service continu ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables. Ces dispositions s'adaptent en fonction du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail.

Forfait jours

À travers la mise en œuvre d'accords « forfaits jours » dans la plupart des sociétés du Groupe, auxquels les cadres ont massivement adhéré, celles-ci ont cherché à moderniser l'organisation du temps de travail afin de favoriser l'agilité et la responsabilisation des salariés.

Poursuite de l'évolution des modes de management et d'organisation du travail

L'évolution des modes de management et d'organisation du travail s'est poursuivie en 2022, en s'appuyant notamment sur les évolutions de pratiques initiées pendant la crise sanitaire ; et le déploiement d'accords d'entreprise établis en 2021 dans certaines sociétés du Groupe (EDF, le gestionnaire de réseaux Enedis…). Cette évolution vise à trouver un nouvel équilibre entre la recherche de performance, le renforcement de la cohésion des collectifs et le développement du bien-être de chaque salarié. L'animation de cette transformation managériale et organisationnelle est dorénavant organisée à la maille du groupe EDF en France, avec la mise en place d'un réseau de relais dans les principales sociétés du Groupe en France. Cette animation Groupe France a été lancée en octobre 2022 sous la bannière « Travailler et manager autrement ».

Travailler et manager autrement (TAMA)

Pour EDF, un accord « Travailler Autrement, Manager Autrement » a été signé le 15 novembre 2021. Cet accord global intègre une démarche de responsabilisation des équipes, de nouvelles modalités de travail (actualisation du cadre de cohérence pour le télétravail avec 10 jours/mois maximum de télétravail autorisés, nouvelles possibilités de souplesse horaire en adaptant si nécessaire les horaires de travail au plus proche des éventuels besoins des salariés, sous réserve du maintien du niveau de performance de l'équipe de travail, prise de travail directement sur chantier) et se concrétisera par la co-construction d'un projet d'équipe permettant de définir les évolutions du fonctionnement de l'équipe. Afin d'accompagner les collaborateurs dans ce changement, le groupe a également mis en place 2 dispositifs d'aide financière dans le cadre de la pratique du télétravail : une indemnité allant jusqu'à 20 euros par mois, il s'agit de la participation de l'employeur aux frais d'occupation du domicile (loyer, taxes, frais variables) et une aide à l'équipement pour pouvoir télétravailler dans de bonnes conditions.

Pour EDF et Enedis, le déploiement des accords « Travailler Autrement, Manager Autrement » et « Travailler Autrement et Transformons Ensemble nos modes de Management » a notamment permis de développer la co-construction de nouvelles modalités de travail au sein des équipes (actualisation du cadre de cohérence pour le télétravail, nouvelles possibilités de souplesse horaire, prise de travail directement sur chantier). Par ailleurs, le développement de pratiques de confiance et de responsabilisation continue de se poursuivre, au travers des accords cités ci-dessus ainsi qu'au travers de démarches impulsées dans d'autres sociétés (ex. Framatome).

Accords télétravail dans les sociétés du Groupe

Dans le contexte de la crise sanitaire et de ses suites, plusieurs sociétés du Groupe ont été amenées à mettre en place ou à revoir leurs accords sur le télétravail (Enedis, EDF Renouvelables, Électricité de Strasbourg, Framatome…)

Dématérialisation et outils collaboratifs

La tendance s'accentue en termes de dématérialisation d'automatisation de certaines tâches, et dans l'usage toujours massif des outils collaboratifs à distance (signature électronique, Teams…).

3.3.1.3.6 Bien-être et protection sociale

Une politique de protection sociale ancrée dans la durée

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires. Assurer des avantages sociaux durables et adaptés au marché local nécessitent en effet qu'ils soient financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour les employeurs.

Un régime de protection sociale spécifique : le statut des IEG

En France, la majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis [1], PEI) et relève du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG). Ce statut prévoit des régimes spéciaux de sécurité sociale, notamment maladie, invalidité, ou retraite. Ainsi, en cas d'incapacité de travail (maladie/maternité/invalidité), les salariés statutaires bénéficient d'une couverture adaptée. En termes de frais de santé, au-delà du régime de base, leur régime spécial comporte un étage complémentaire obligatoire, qui couvre également les retraités. Les salariés statutaires et les retraités IEG ont accès à des activités sociales mutualisées, financées par les entreprises de la branche et gérées de façon autonome par les syndicats. À ce corpus s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

(1) Gestionnaire de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

Des changements importants survenus au cours de la dernière décennie

L'ouverture du capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont conduit à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de sécurité sociale face à cette exigence s'est accompagné d'une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie.

Régime spécial de retraite

Le régime spécial de retraite a été comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise etc.) tendent à être les mêmes que ceux des régimes de droit commun. La définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jours retraite.

Du fait de la crise sanitaire, le projet de réforme des retraites a été reporté. Un nouveau projet de réforme, issu de concertations conduites en fin d'année 2022, est présenté par le Gouvernement pour rééquilibrer la trajectoire financière du système de retraites, avec une entrée en vigueur de ses mesures prévue avant la fin de l'été 2023. Ce projet comportera :

- des mesures paramétriques : relèvement progressif de l'âge d'ouverture des droits en cible à 64 ans en 2030 (63 ans et 3 mois en 2027) et une accélération du calendrier d'allongement de la durée de cotisation (43 ans atteint en 2027, au lieu de 2035 prévu par la précédente réforme « Touraine »). Ces mesures ont vocation à s'appliquer en cible à tous les salariés du groupe EDF, selon des modalités et un calendrier d'application à préciser pour les salariés statutaires actuels des IEG ;
- une mesure systémique de fermeture du régime spécial de retraite IEG (et d'autres régimes spéciaux – RATP, Banque de France, clercs de notaires et CESE) pour les nouveaux embauchés à partir du 1er septembre 2023, selon des modalités à préciser. À noter qu'aucun salarié statutaire actuel ne sera concerné par cette mesure d'extinction du régime spécial IEG ;
- des mesures complémentaires, dont le champ d'application devra être précisé, relatives notamment au maintien de mesures d'anticipation de départs, à l'emploi des seniors, à la prévention de l'usure professionnelle et à la revalorisation des minimas de pensions.

Quelle que soit sa nature, une réforme des retraites revêt pour le groupe EDF plusieurs enjeux :

- d'acceptabilité sociale : le régime spécial de retraite est l'un des piliers du statut des IEG ;
- financier : la nécessité de garantir sur le long terme le financement des droits à pension des salariés statutaires affiliés au régime spécial et de faire de cette réforme un levier d'amélioration de la situation financière des entreprises des IEG ;
- de transformation sociale, notamment en matière de fluidification des mobilités au sein et en dehors du Groupe, en construisant un cadre global pour les nouveaux embauchés statutaires affiliés au régime général pour la retraite.

Santé, invalidité et décès

Au regard des pratiques des grands groupes, il est apparu que la couverture santé, invalidité et décès des salariés pourrait être mieux adaptée, ce qui a conduit à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

Un accord relatif aux droits familiaux a été signé en 2017 au niveau de la branche des IEG avec les organisations syndicales afin de moderniser le dispositif social.

Sur le champ de l'assurance maladie, un travail de concertation approfondi entre les partenaires sociaux des IEG et les pouvoirs publics a été conduit ces dernières années en vue d'un rééquilibrage des comptes de la CAMIEG [1], excédentaires depuis sa création en 2007.

Ce rééquilibrage est notamment assis sur une baisse des cotisations maladie complémentaire employeurs et salariés, une baisse de la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs ainsi que sur une amélioration des prestations en optique. Ces dispositions ont permis d'ouvrir la voie à une réflexion plus large sur le suivi de l'équilibre des comptes de la CAMIEG et sur une possible réactivité accrue pour moduler les taux en fonction de la réalité constatée des équilibres financiers.

En pratique, les salariés des IEG ont pu bénéficier de ces mesures sur leurs salaires en 2022 : le taux de cotisation salariale maladie complémentaire est réduit de 25 % par rapport à son niveau de 2020 puis, à compter de 2023, cette baisse de taux restera de 5 % par rapport au niveau de cotisation salariale 2020. De même, la cotisation de solidarité versée par les actifs pour le compte des inactifs baisse de façon pérenne de 17 %par rapport à son niveau de 2020.

Enfin, en matière de prévoyance, un renforcement du dispositif d'accompagnement des aidants est entré en vigueur à compter du 1er avril 2022. L'aide financière apportée aux salariés en congé de solidarité familiale et en congé de présence parentale sera améliorée et également ouverte aux salariés en congé de proches aidants.

Ainsi, depuis plusieurs années, le renforcement du pilotage financier des régimes de santé et de prévoyance, pour un meilleur rapport entre cotisations et prestations, constitue un objectif majeur et partagé en responsabilité entre employeurs et organisations syndicales.

La protection sociale des salariés non-statutaires

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe. Pour les sociétés du Groupe hors de France, même si un contexte réglementaire propre à chaque pays est à prendre en compte, il est demandé à chaque entité de s'assurer que les capitaux, versés en cas de décès dans le cadre des contrats de prévoyance couvrent, *a minima*, une année de salaire.

3.3.1.4 Santé et sécurité des consommateurs

Au-delà de son action de longue date en termes de sécurité des usages de l'électricité [2], le groupe EDF est un acteur engagé en matière de santé des consommateurs. À l'amont de son activité, il agit favorablement sur la qualité de l'air du fait de son mode de production bas carbone. À l'aval, s'agissant des usages de l'électricité et de ses applications, il autorise le développement de bonnes pratiques en termes de mobilité, de chaînes du froid ou de confort à domicile.

La politique du groupe EDF permet de couvrir un large spectre d'activités au service de la santé [3] des consommateurs.

Santé et environnement

Il s'agit depuis plusieurs années de relier les questions environnementales aux sujets de santé dans une posture de limitation des risques, d'anticipation des risques futurs à l'exemple des impacts sanitaires du dérèglement climatique, mais aussi de promotion de services innovants.

Détection des sujets émergents

Afin de détecter le plus en amont les sujets émergents, une rencontre est organisée chaque trimestre avec l'ensemble des correspondants santé environnement de toutes les directions de l'entreprise. EDF est aussi membre de l'association Entreprises pour l'environnement (EPE), pour analyser et anticiper les réglementations du domaine et partager les bonnes pratiques

Rénovation énergétique et santé

Une étude réalisée par le Service des Études Médicales (SEM) en collaboration avec l'université de Warwick en Angleterre et EDF R&D a montré que la rénovation énergétique des passoires thermiques permettrait de générer des économies pour le

(1) CAMIEG : Caisse d'assurance maladie des industries électriques et gazières

(2) Des dispositifs variés sont mis en place dans toutes les structures du Groupe concernées, en France, en Italie, au Royaume-Uni… Par exemple, EDF adresse systématiquement en France une notice de sécurité à tout client souscrivant une offre de gaz naturel. Cette notice est disponible sur le site edf.fr. Enedis développe également des partenariats avec les organisations représentant les principaux publics à risque afin de sensibiliser les pêcheurs aux risques à proximité des lignes électriques, ou de renforcer la coopération dans la prévention des risques liés aux interventions des sapeurs-pompiers à proximité des réseaux électriques. À l'étranger, EDF au Royaume-Uni informe ses clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de newsletters ou au dos des factures. EDF au Royaume-Uni offre également un N° d'appel gratuit pour informer ses clients sur les pratiques de sécurité. Une action spécifique est conduite envers les clients les plus vulnérables pour promouvoir leur santé particulièrement durant la période hivernale.

(3) La santé s'entend ici au sens de l'OMS comme « un état de complet bien-être physique, mental et social, et ne consiste pas seulement en une absence de maladie ou d'infirmité ».

système public de santé. Cette étude EDF a été retenue par le ministère de la Transition écologique (MTE) et France Stratégie pour un travail, publié en 2022, sur la quantification de la valorisation économique des bénéfices en santé associés à la rénovation énergétique des logements. [1]

Nuisances sonores

S'agissant du sujet des nuisances sonores, les études acoustiques sont menées dès la conception des ouvrages et figurent dans les études d'impact environnemental. Des campagnes de mesures acoustiques sont aussi réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires.

EDF Renouvelables réalise des études acoustiques dès la phase de développement des éoliennes, la puissance sonore des turbines intégrant les critères de sélection des machines. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou françaises.

Chez Enedis, les achats de nouveaux transformateurs sont désormais systématiquement réalisés avec aéroréfrigérants à bruit réduit.

Nuisances lumineuses

Le Groupe mène également des actions pour lutter contre les nuisances lumineuses, Citelum ayant par exemple mis en place un dispositif de capteurs ajustant l'intensité de l'éclairage du réseau routier à la densité de circulation et à la vitesse des conducteurs, améliorant d'autant la sécurité automobile.

3.3.1.5 Actions visant à promouvoir la pratique d'activités physiques et sportives

3.3.1.5.1 Actions en direction des salariés de l'entreprise

Les initiatives visant à promouvoir la pratique du sport des salariés de l'entreprise sont nombreuses, variées, et réalisées au plus près du terrain. À titre d'exemple récent, on peut citer l'alliance du CIST-INGEUM [2] au programme *United Heroes* en vue de mobiliser l'unité autour d'activités multiples contribuant au bien-être et à la santé des salariés. Ce programme propose des conseils et des ateliers sur des sujets concernant la nutrition ou le sommeil, mais aussi des diagnostics santé/sport, des équipements, événements, conférences, des cours et des tutos ou même du coaching en live et en replay. Il propose également une large palette d'activités, accessibles à tous selon leurs intérêts, par exemple : yoga, pilates, danse, méditation, natation, marche à pied, cyclisme ou tennis de table. Il s'agit d'une possibilité offerte à chaque salarié de l'unité, sur la base du volontariat. C'est aussi l'opportunité, quelques fois dans l'année, de pouvoir contribuer à faire des dons à des associations en participant à des challenges collectifs solidaires au sein de l'unité.

3.3.1.5.2 Actions en direction de la société

Partenaire des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024, EDF a lancé en juin 2022 son programme héritage « enJeux d'avenir 2024 ». Destiné à faire vivre le sport et l'énergie des Jeux partout en France, ce programme vise à mobiliser les énergies positives du sport au service des causes sociales et environnementales grâce à des initiatives en métropole et dans les territoires ultra-marins.

Le programme héritage « enJeux d'avenir 2024 » s'adresse à tous les Français. Cible prioritaire « d'enJeux d'avenir 2024 », les jeunes générations sont celles qui sont les plus à même de contribuer dès aujourd'hui à la transformation du monde du sport. Les initiatives du programme ont été développées pour aller à leur rencontre afin de les sensibiliser sur des thématiques sociétales comme le regard sur le handicap, l'éco-responsabilité dans le sport ou l'apprentissage de la nage [3].

3.3.1.6 Qualité de l'air

3.3.1.6.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production

Modernisation du parc thermique

Le groupe EDF poursuit une démarche de modernisation et d'amélioration des performances environnementales du parc thermique, jusqu'à atteindre en Europe les meilleures techniques disponibles. Dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines. Au Brésil, le Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense émet en deçà de sa valeur limite en NO_x de 25 ppm, notamment grâce à un bon niveau de maintenance des équipements.

En Italie, la centrale de Marghera Levante (780 MW avec un rendement de 63 %) se substitue à des moyens moins performants, et autorise non seulement des gains d'émissions spécifiques de gaz à effet de serre (jusqu'à 40 %), mais aussi une baisse importante d'émissions d'oxydes d'azote (plus de la moitié) dans l'atmosphère.

EDF poursuit son expérimentation des bioliquides, combustibles peu soufrés, en remplacement de combustibles fossiles, tout en ayant expérimenté la production d'un combustible alternatif à base de bois déchets [4]. En complément, le groupe EDF développe des technologies non émettrices de NO_x, SO_2 et propose, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR.

Évolution des émissions de SO_2, NO_x et poussières à l'échelle Groupe :

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt)	2020			2021			2022		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	17	30	3	18	31	3	16	29	3
EDF	3	9	0,2	4	10	0,2	3	10	0,2

3.3.1.6.2 Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

La loi « Climat et Résilience » renforce les attendus en matière de qualité d'air extérieur et intérieur (mesures sur la mobilité, le chauffage, la rénovation des bâtiments). EDF, en tant qu'énergéticien responsable, a développé des compétences historiques et uniques dans ce domaine et s'associe à des partenaires pour proposer des solutions pour améliorer la qualité de l'air.

EDF [5] dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique.

(1) strategie.gouv.fr/publications/levaluation-socioeconomique-effets-de-sante-projets-dinvestissement-public-0
(2) Il s'agit de l'unité d'ingénierie au service de la performance des parcs de production.
(3) Voir le communiqué de presse du 9 juin 2022.
(4) Projet Ecocombust.
(5) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.

Contribution scientifique

Avec le CEREA [1], EDF R&D participe à l'effort scientifique en développant des modèles open source [2].

Le laboratoire 4EVlab [3], entre la R&D d'EDF, le LaSIE [4] et le CNRS mène des études sur la qualité de l'air intérieur, la maîtrise de l'humidité, l'énergétique urbaine et les équipements de tests de façades. En 2022, leur travail a d'ailleurs fait l'objet d'une publication intitulée « *Assessment of the Water Vapor Permeability : effect of the total pressure* » dans la revue de référence l'*International Journal of Heat and Mass Transfer*.

Flotte équipée de capteurs de qualité de l'air

À Paris, Lille et en Haute Savoie, les véhicules du gestionnaire de réseau de distribution Enedis sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack : 300 véhicules d'Enedis Paris sont équipés de capteurs lasers capables de capter les particules fines PM 2,5 et transmettent environ deux millions de relevés quotidiens à Airparif qui les affiche sur une carte et pointe les hotspots.

Mobilité et pollution atmosphérique

Airparif est l'un des partenaires de Citelum à Asnières-sur-Seine, dans le cadre d'AIRLAB [5]. L'installation de caméras et de capteurs sur des équipements urbains permet de mesurer en temps réel les flux de mobilité et les variations des sources de pollution dans l'atmosphère.

Prévention des impacts sanitaires

EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

3.3.1.6.3 Améliorer la qualité de l'air intérieur des bâtiments

EDF propose des solutions innovantes visant à agir sur la qualité de l'air intérieur d'un bâtiment.

Démonstrateur à Villers-sur-Marne

EDF et la ville de Villiers-sur-Marne se sont associés pour mettre en place des projets de rénovation urbaine et de construction visant l'amélioration et la maîtrise de qualité de l'air intérieur et extérieur « de la rue à la pièce ». Le déploiement d'une approche scientifique portée par le CEREA s'est traduite par la réalisation d'un premier démonstrateur numérique de la qualité de l'air dans un appartement témoin.

Offre d'accompagnement des ERP

Dalkia accompagne les établissements de santé sur la réglementation de la qualité d'air intérieur au sein des blocs opératoires, mais aussi les établissements recevant du public.

« NemoPool »

La mise au point de solutions passe par l'innovation et la co-construction. Avec la start-up ETHERA, Dalkia a développé NemoPool pour améliorer le confort des baigneurs et du personnel dans les piscines. Cet outil régule le taux de trichloramines en agissant sur les systèmes de ventilation.

Air Quality Challenge

Covivio et EDF, se sont associés à l'incubateur Impulse Partners pour lancer le *Air Quality Challenge*. Il s'agit d'un appel à projets européen auprès des start-up, PME, laboratoires, associations et grandes entreprises. Le but est de proposer de nouvelles solutions innovantes dans le domaine de la surveillance et de la mesure de la qualité de l'air intérieur, tout en impactant positivement les consommations énergétiques des bâtiments.

3.3.2 Éthique, conformité et droits humains

Le groupe EDF promeut, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits de l'homme dans toutes ses activités et partout où il est présent.

3.3.2.1 Organisation éthique et conformité au sein du groupe EDF

3.3.2.1.1 La gouvernance

Le Comité exécutif d'EDF est chargé pour le Groupe de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise (CRE), veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le CRE disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

3.3.2.1.2 La direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG)

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les Directions concernées, la mise en œuvre du programme « Éthique et conformité » Groupe.

Responsables Éthique et Conformité (REC)

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les entités et filiales du Groupe, tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG). Les REC participent aux Comités de Direction et rendent directement compte aux cadres dirigeants des entités.

Cercles et associations

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Il a intégré en 2016 *Transparency International France* au sein de laquelle il participe au Forum des Entreprises Engagées (FEE) qui promeut l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

(1) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique – laboratoire entre EDF R&D et l'école des Ponts Paristech.
(2) Libre d'accès au code source.
(3) Laboraratoire Efficacité énergétique et environnementale de l'enveloppe et des villes, créé en 2016.
(4) Laboratoire des sciences de l'ingénieur pour l'environnement de l'université de La Rochelle.
(5) Laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air AIRPARIF.

3.3.2.1.3 Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité de l'entreprise et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. Actualisée en 2019, la Charte éthique Groupe se concentre désormais autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en 4 exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet du groupe EDF [(1)] et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

3.3.2.1.4 La politique éthique et conformité Groupe (PECG)

Treize programmes de conformité

La PECG recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que les principales règles que les cadres dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités, et a fait l'objet d'une mise à jour, validée en Comité exécutif en janvier 2020.

Elle comporte treize programmes de conformité : la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la lutte contre la fraude ; la conformité aux programmes de sanctions internationales ; la prévention du harcèlement et de la discrimination ; la prévention des abus de marché ; la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ; la conformité au règlement EMIR ; la conformité au règlement REMIT ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la protection des données personnelles ; l'export control (biens à double usage) ; le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé-sécurité).

3.3.2.2 Programme anti-corruption et autres programmes de conformité

3.3.2.2.1 Le programme anti-corruption

Programme

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anti-corruption intégrant les exigences de la loi

Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire

Ce code de conduite, revu en juillet 2021, définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais [(2)].

Un dispositif d'alerte

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue courant 2022 en vue d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte. Voir la section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF ».

Une cartographie des risques

La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités définissent un plan d'actions de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée, pour s'appuyer encore plus sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe.

Un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers

La PECG porte obligation aux cadres dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales. En 2021, ce dispositif a été revu en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe.

Des contrôles comptables

Des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus de l'entreprise. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont, le cas échéant après analyse technique, transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité.

Un dispositif d'évaluation interne

Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé et d'identifier les actions d'amélioration à engager.

Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts

Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel et une obligation pour le manager de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les managers à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021, et est également utilisé par les REC et les managers pour sensibiliser les salariés lors de réunions dédiées.

Lutte contre la fraude

Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », revue en octobre 2022 pour la simplifier et la rendre plus opérationnelle, les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter des fraudes potentielles, investiguer les incidents, signaler les cas avérés et sanctionner les responsables.

L'encadrement des représentants d'intérêts

EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 et, à ce titre, est inscrit au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP[2] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées qui mentionne les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur. Enfin, la thématique du *lobbying* a été intégrée à la nouvelle version du code de conduite.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le code de conduite qui lui est annexé. La Direction des Affaires européennes a, en complément, pour poursuivre la sensibilisation des représentants d'intérêts aux questions éthiques, édité sa propre charte éthique interne « *EU Lobbying Rules* », disponible sur le site EDF.

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf
(2) avere.org/wp-content/uploads/2019/02/the_electrification_alliance_-_declaration-2017-030-0453-01-e.pdf (*The Electrification Alliance Electricity for an Efficient and Decarbonised Europe*).

EDF expose ses positions de manière publique via ce registre de transparence [1] et via les associations dont elle est membre [2]. Ses principaux messages sont en outre disponibles via les médias sociaux (LinkedIn, Twitter). La Direction des Affaires européennes a mis en place un processus de contrôle interne régulier de ces associations afin d'évaluer leur alignement avec sa raison d'être qui le cas échéant, est suivi de décisions (retrait ou nouvelle adhésion).

L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est depuis 2016 de l'ordre de 2 millions d'euros, en tendance baissière. En 2022, les principales actions ont porté sur une révision ambitieuse de la directive EU ETS et la mise en place du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, sur le développement des sources de production d'électricité de faible intensité carbone, notamment pour l'accélération des procédures de *permitting* pour les renouvelables, sur l'accélération de l'électrification de l'économie, notamment dans le transport avec la directive AFIR, sur la promotion de l'hydrogène bas carbone et sir les réflexions autour de la prochaine réforme de l'architecture du marché de l'électricité.

L'encadrement du financement de partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun versement aux partis politiques. Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Dans l'affirmative, celui-ci doit respecter le principe de neutralité. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison-mère chaque année.

En 2022, EDF Renouvelables a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 44 190 USD sous forme de *Political Action Committee* contributions et de 348 000 USD sous forme de corporate contributions.

Des dispositifs de formation

La DECG développe des actions de prévention et de formation pour l'ensemble des salariés d'EDF et de ses filiales et notamment :

- la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe ;
- la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite, sous forme de 2 *e-learning* (« Tous salariés » et « Salariés exposés »), en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances (2 861 participants en 2022) ;
- des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract* managers, ainsi que deux formations, en français et en anglais, réalisées par des avocats à destination des salariés du Groupe chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes.

En complément, la Direction juridique Groupe et la DECG proposent un *e-learning* « prévenir la corruption et le trafic d'influence », accessible à l'ensemble des salariés sur la plateforme e-campus, permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Le suivi d'un *e-learning* anti-corruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract* manager, etc.).

3.3.2.2.2 La prévention du harcèlement et de la discrimination

Bannir tout comportement de harcèlement ou de discrimination, prévenir et traiter toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice sont autant d'exigences de la Charte Éthique Groupe. Ceci s'inscrit dans un contexte réglementaire et judiciaire qui, dans de nombreux pays, incrimine non seulement les actes et comportements correspondants, mais aussi l'insuffisance des actes de prévention de l'employeur. Les cadres dirigeants se doivent de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale, en informant les collaborateurs sur ces risques. Ils doivent communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte groupe, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés.

Repères et formation

Deux guides repères pour prévenir et lutter contre le harcèlement moral ou sexuel ont été déployés auprès des managers, de la fonction RH, ou des REC d'entités notamment. Ils ont été déclinés dans un format simplifié pour l'ensemble des salariés.

Une offre de formation, comprenant plusieurs modules, est disponible, pour tous, sur e-Campus :

- le premier module est relatif à l'identification et la compréhension des liens entre stéréotypes et discriminations au travers d'un *serious game* « Vivre ensemble la diversité » ;
- le second est relatif à la compréhension et la prévention du sexisme ordinaire au travail et s'intitule « Sexisme, pas notre genre » ;
- le troisième est un module de formation à la prévention et la lutte contre le harcèlement sexuel. Il est également intégré dans le parcours de formation des managers, parmi les fondamentaux du manager sur e-Campus Manager

Se reporter également en section 3.3.3.2 « Lutte contre le sexisme et les violences ».

3.3.2.2.3 La déontologie financière

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière récemment actualisé complète cette politique. Des exigences sont également inscrites dans la PECG concernant la conformité au règlement européen EMIR.

Guide support

La déclinaison de la réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*. Un *e-learning* est disponible sur e-campus, suivi cette année par près de 200 salariés plus spécialement concernés.

3.3.2.2.4 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT (concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie). Un *Compliance Officer Groupe* a pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison pratique de cette réglementation REMIT au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans une note d'instruction.

Formation

Un dispositif de formation du personnel d'EDF est en ligne depuis 2019. Il est librement accessible sous VEOL, l'intranet du groupe EDF. Les filiales hors France, en particulier EDF UK, Edison, Luminus et EDF Trading ont également mis en place des dispositifs de formation et de sensibilisation de leurs salariés. Pour ce qui concerne les salariés d'EDF, 1 468 personnes ont été formées à fin 2022 via ce dispositif.

3.3.2.2.5 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la prévention des pratiques anticoncurrentielles (ententes et abus de position dominante) un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des filiales et entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Toute suspicion de pratique anticoncurrentielle peut faire l'objet d'un signalement dans le cadre du dispositif d'alerte mis en place par le groupe (voir la section 3.3.2.4).

(1) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) EDF et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Formation

Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, puis entre 2016 et 2021 un *serious game* plus généraliste intitulé « Cap Antitrust » suivi par environ 2 300 salariés, un nouveau *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence est accessible depuis octobre 2021 à tous les salariés sur le portail interne de formation du Groupe en deux langues (français, anglais). Cet *e-learning* a réuni 789 participants en 2022, et est intégré dans le parcours de formation des administrateurs de filiales du groupe, qui reçoivent également une sensibilisation complémentaire dans le cadre d'un module présentiel. Le Groupe organise à intervalle régulier des exercices de simulation d'enquête d'autorités de concurrence afin de sensibiliser à l'importance du respect des règles du droit de la concurrence.

3.3.2.2.6 La protection des données personnelles

En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018 son Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit règlement général pour la protection des données (RGPD) et l'a missionné comme DPO pour EDF et DPO Chef de file pour le Groupe.

Délégués Protection de Données (DPO)

Une vingtaine de DPO sont nommés dans les filiales France et Europe, et des Interlocuteurs Informatique et Libertés (I2L) sont présents dans toutes les entités d'EDF. Les DPO veillent au respect de la réglementation relative à la protection des données à caractère personnel au sein du Groupe, tant en ce qui concerne les données personnelles des clients, que celles des salariés, prestataires ou partenaires.

3.3.2.2.7 Export contrôle et sanctions Internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), c'est-à-dire civil et militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière, dont certaines ont une portée extraterritoriale, et pouvant imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies. Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Le Groupe, ou certains de ses partenaires, peut être exposé, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains états de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe Export Control et Sanctions Internationales a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020. La Direction Export Control et Sanctions internationales a mis en place en avril 2022 deux *e-learnings* « export control » et « sanctions internationales » en français et anglais, accessibles à l'ensemble des salariés du Groupe sur la plateforme e-campus. Près de 600 personnes ont suivi ces *e-learnings*, en plus des 300 personnes formées en présentiel, ou via Teams, dans le cadre de déploiements plus ciblés (en 2022, c'était notamment le cas pour les personnels concernés de la DTEAM, de la Direction de l'Audit, de la Direction du développement, de la DP2D, de la Direction des Achats, ou pour les équipes projets Nuward et Sizewell C).

3.3.2.2.8 Devoir de vigilance

Voir la section 3.9 « Plan de vigilance ».

3.3.2.3 Droits humains

EDF a élaboré en 2020 un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires.

3.3.2.3.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation.

Standards internationaux

EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU et les conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

Cas de conflit de normes

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Démarche de vigilance

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains.

Personnes vulnérables

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables par le droit international des droits de l'homme et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Cas d'atteinte avérée

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe, EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux *OCDE Principles for Multinational Enterprises auxquels* le groupe EDF adhère.

3.3.2.3.2 Les droits des collaborateurs

OIT

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales de ses collaborateurs, en se conformant *a minima* aux dispositions des normes de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).

Lutte contre les discriminations

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur, le sexe, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

(1) *Human Rights Impacts Assessment and Management.*

Lutte contre le harcèlement, le sexisme et les violences

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

Rejet de toute forme de travail forcé

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT, ainsi que toute forme de trafic d'être humain. En particulier, pour les projets et activités mis en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille en particulier à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille en particulier à ne confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Rejet de toute forme de travail des enfants

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définies par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux tel que prévu dans la convention de l'OIT.

Liberté d'association, droit à la négociation collective, droits syndicaux

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit.

Conformément à l'Accord cadre mondial sur la Responsabilité sociale du Groupe, EDF s'engage à respecter et protéger l'autonomie et l'indépendance des organisations syndicales, dans le respect des législations et réglementations en vigueur. Cet accord vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Le groupe EDF respecte une stricte neutralité quant au choix de ses salariés d'appartenir ou non à un syndicat, et le cas échéant quant au choix du syndicat par lequel ils souhaitent être représentés. Les salariés ne sont pas discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales. Des facilités sont accordées aux représentants des salariés afin d'exercer leurs fonctions. EDF prévoit notamment un nombre d'heures dédié à l'exercice des fonctions et mandats syndicaux, ainsi qu'un parcours encadré pour les salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux. Le groupe EDF interdit toute intimidation, harcèlement, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

Durée du travail

Le groupe EDF respecte les normes de l'OIT, toutes les lois et les règlements applicables en ce qui concerne la durée du travail, fondées sur les principes suivants : sauf exceptions mentionnées par l'OIT, les semaines de travail régulières ne dépassent pas 48 heures ; la semaine de travail est limitée à 60 heures, y compris les heures supplémentaires ; les travailleurs ont au moins un jour de repos tous les sept jours de travail, sauf en cas d'urgence ou de situation inhabituelle ; la durée des congés payés est au minimum de trois semaines de travail pour une année de service ; le congé de maternité est de 14 semaines minimum.

Rémunération, conditions de travail et avantages sociaux

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

Accord mondial sur la RSE

EDF a signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021, avec 2 fédérations syndicales mondiales (*IndustriAll* et ISP) et 15 organisations syndicales représentant les salariés du groupe EDF, un accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe. Cet accord s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe, vise à garantir le droit à la négociation collective et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Désormais, l'ensemble des filiales contrôlées du groupe EDF a pris connaissance de l'existence de l'accord et construit des actions dans une logique de progrès social.

3.3.2.3.3 Les droits des communautés locales

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 50 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Le Groupe reconnaît le rôle des défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement de tous horizons, aussi bien parmi ses fournisseurs que dans la société civile. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société Financière Internationale (Groupe Banque Mondiale) et propose les mesures appropriées.

Peuples autochtones

EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Conscient des particularités des peuples autochtones, EDF s'engage à respecter les meilleurs standards internationaux en la matière et, plus spécifiquement, la DNUDPA (Déclaration des Nations Unies sur les Droits des Peuples Autochtones), la convention 169 de l'OIT ainsi que les normes de la Banque Mondiale. EDF reconnaît notamment les critères de caractérisation des peuples autochtones inclus dans ces standards, notamment « la préexistence » historique et géographique, « la différence culturelle », « l'auto-identification » et « l'absence de domination ». EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'auto-détermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (Consentement Libre Informé et Préalable ou *Free Prior and Inform consent* – FPIC) dans le cadre de ses projets et activités, tel que défini par la convention 169 de l'OIT.

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.2.3.4 La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains

La mise en œuvre des engagements droits humains [1] s'inscrit dans celle des engagements et exigences RSE du Groupe, elle s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

Principes d'action

Gestion des impacts E&S

L'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires.

Dialogue et concertation

L'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 50 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

Mise en œuvre et suivi

La mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi, sont assurés par l'application des politiques ou accords internes du Groupe notamment la politique développement durable, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance.

Recueil et traitements des signalements

Des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles et communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs) sont également mis en place.

Prise en compte des droits humains dans les projets

Au niveau du management des projets

En fonction du contexte du projet, une Étude d'Impact sur les Droits Humains (EIDH [2]) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute on Human Rights. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité. Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés sur cette thématique, et pilotées par les référents internes Droits Humains de EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, via un système de management *ad hoc* (politique interne Droits humains, référent Droits humains et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

Au niveau des processus de décision d'investissement

Un volet consacré aux droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée au dossier d'analyse d'un projet présenté au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ou encore au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Il est ainsi procédé systématiquement à une identification des risques d'atteintes aux droits humains associés au projet, tant pour les activités développées, que pour les relations prestataires envisagées. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille de criblage permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques d'un projet. Tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains y sont traités, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

En termes opérationnels
Parc solaire en Israël

Le projet Gevim, dont la construction s'est achevée en mars 2022, est situé près du Kibboutz Gevim – un village collectiviste typique d'Israël. Les représentants du kibboutz et l'équipe environnementale du comité de district ont identifié que l'installation photovoltaïque aurait un impact visuel pour les habitants du kibboutz et que le paysage unique en serait affecté. Il a été décidé en conséquence qu'une zone tampon de végétation serait établie entre l'installation et le kibboutz, et que l'installation devra être assimilée autant que possible à son environnement. Une large bande composée d'arbres et de végétaux locaux nécessitant peu d'irrigation a été plantée entre l'installation et le kibboutz.

Projet éolien au Chili

Dans le cadre du projet éolien terrestre dans la région d'Antofagasta, EDF Renouvelables Chili a élaboré une référence anthropologique de la communauté indigène Changos, sur la base d'entretiens réalisées auprès de cinq organisations Changos, communauté qui a engagé un processus de reconstitution de son histoire. Les informations collectées viendront compléter l'étude d'impact préliminaire conduite dans le cadre du projet par EDF Renouvelables.

Centrale biomasse en Côte d'Ivoire

Concernant le projet de centrale biomasse BIOVEA Énergie en Côte d'Ivoire, une étude spécifique a été réalisée sur le travail des enfants afin de comprendre sa nature et ses causes dans le domaine agro-industriel de la région dans laquelle sera implantée la centrale. Sur la base de cette étude, BIOVEA Énergie a choisi d'agir, notamment via une collaboration avec la coopérative de la région de Toumangué, qui couvre à elle seule la grande majorité des petits planteurs de cette zone. L'objectif est de développer des Champs Ecole Paysans (CEP), qui permettent la mise en place de bonnes pratiques agricoles et de management en s'appuyant sur 6 thématiques dont une spécifique sur le travail des enfants. Un budget de 150 000 euros est prévu les deux premières années pour le lancement et développement des CEP, puis un accompagnement de 24 000 euros par an pendant 14 ans.

À noter la mise en œuvre opérationnelle en 2022 des comités de suivi, de présélection et de mécanisme de règlement des griefs par les communautés (11 plaintes enregistrées à mi-année, 7 résolues, 4 en cours d'instruction).

Projet hydroélectrique au Cameroun

Conformément aux normes internationales environnementales et sociales, le projet hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun a mis en place depuis avril 2015 un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes. Chacun peut les adresser par écrit, oralement ou par procuration, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, ainsi que dans les langues officielles du pays. Les réclamations sont enregistrées dans le registre des requêtes et des plaintes du projet. Une fois enregistrée, et si la plainte concerne les engagements, les activités, la responsabilité ou le mandat du projet, une enquête est initiée pour déterminer le fondement de la plainte. Le projet propose alors un traitement au plaignant. Un comité de médiation peut intervenir si le plaignant n'est pas satisfait du traitement appliqué. Enfin, une commission de recours peut être sollicitée si le plaignant n'est pas satisfait de la solution proposée par le comité de médiation.

Voir également section 3.9.6.1.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre ».

Modern Slavery Act au Royaume-Uni

Les filiales d'EDF au Royaume Uni mettent en œuvre des engagements droits humains en cohérence avec les engagements et exigences RSE du Groupe.

Conformément au *Modern Slavery Act*, EDF au Royaume-Uni veille à ce que ses activités, ainsi que celles de sa chaîne d'approvisionnement, fassent l'objet d'une évaluation des risques d'esclavage moderne et que des moyens de prévention et d'atténuation soient mis en place. EDF au Royaume-Uni dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant tous ses employés et ses achats. Cette déclaration, conforme au *Modern Slavery Act*, est publiée sur le site Internet de la filiale. EDF au Royaume-Uni a également contribué au *Modern Slavery Statement Registry* en ligne.

(1) unglobalcompact.org/what-is-gc/mission/principles
(2) EIDH – *Human Rights Impacts Assessment and Management*.

EDF au Royaume-Uni emploie environ 12 000 personnes, sa chaîne d'approvisionnement se compose d'environ 3 500 fournisseurs. Tous les collaborateurs sont tenus de respecter les principes directeurs d'EDF (code de conduite des salariés et politique d'éthique et de conduite des affaires) en matière d'éthique. EDF au Royaume-Uni met en place des guides d'accompagnement pour sensibiliser les collaborateurs à ces principes et valeurs et fournit les outils nécessaires pour signaler tout comportement contraire aux principes d'EDF.

Concernant la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels d'esclavage et de traite des êtres humains sont évalués afin d'identifier les zones d'achat privilégiées. Les fournisseurs sont tenus de respecter un ensemble de normes, y compris l'obligation de procéder à une auto-évaluation des risques alignée sur les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. EDF au Royaume-Uni encourage sa chaîne d'approvisionnement à adopter une démarche d'amélioration sociale et environnementale. Les obligations liées à l'esclavage moderne sont incluses dans le processus précontractuel et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'approvisionnement, de la qualification à l'exécution du contrat.

Prise en compte dans les achats Groupe

En termes d'achat Groupe, la cartographie des risques RSE de la Direction des Achats Groupe comprend depuis 2019 une analyse des risques « droits humains » par segment d'achats afin de déterminer le niveau de risques résiduels et d'identifier des actions à mener auprès des fournisseurs (voir section 3.4.2.3.2 « Relations durables et équilibrées – Processus achats responsables »). S'agissant des achats de combustibles, voir la section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustible ».

Autres prises en compte

Le *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme » (EDH), dont EDF est membre fondateur, a été actualisé en 2021 pour intégrer le devoir de vigilance et est accessible à l'ensemble des salariés.

Des indicateurs de performance issus de CAP 2030 sont suivis à l'échelle du Groupe, à travers la Politique Santé Sécurité (voir la section 3.3.1.3 « Santé et sécurité des salariés et des sous-traitants »), le dispositif « Parlons Énergies », les enquêtes sur l'engagement des salariés et la relation avec les fournisseurs (évaluations, baromètre d'écoute des fournisseurs).

3.3.2.4 La procédure d'alerte du groupe EDF

La procédure d'alerte du groupe EDF est en cours de révision afin de prendre en compte la loi Waserman du 21 mars 2022, transposant en droit français la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, ainsi que son décret d'application du 4 octobre 2022. Après validation par les instances compétentes, la procédure d'alerte révisée entrera en application dans le courant du premier semestre 2023.

3.3.2.4.1 Champ d'application

Pour sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel, le Comité exécutif a mis en place en 2018 une plateforme d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Cette plateforme bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion. Tout alerteur peut choisir d'utiliser la plateforme d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur…).

Le référent de la procédure de recueil et de traitement des signalements du groupe EDF, désigné par le Comité exécutif, est la Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG) [1].

3.3.2.4.2 Accessibilité de la plateforme

La plateforme d'alerte Groupe, gérée à partir d'un serveur indépendant, déconnecté du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site web du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, espagnol, allemand, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

3.3.2.4.3 Dépôt de signalements

La procédure d'alerte du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs [2], ainsi qu'aux tiers de signaler des faits constitutifs :

- d'une violation ou d'une tentative de violation de la loi ou du code de conduite, en relation avec le groupe EDF ;
- d'un risque ou d'une atteinte grave aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la santé et à la sécurité des personnes ou à l'environnement, en relation avec le groupe EDF et ses relations d'affaires.

3.3.2.4.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans un délai de 7 jours à partir de cette réception. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

Chaque signalement fait l'objet d'un examen de recevabilité par le comité des alertes de la DECG afin de déterminer, avant le lancement de l'instruction des faits signalés, s'il remplit les critères définis au 3.3.2.4.3 et si le régime de protection adéquat peut être identifié.

Pendant la phase de recevabilité, le destinataire du signalement peut échanger avec l'alerteur et s'appuyer sur des experts (DECG, DJ, REC, RDV) afin d'obtenir les informations complémentaires nécessaires à la finalisation de l'analyse de recevabilité.

3.3.2.4.5 Traitement des signalements recevables

Une fois la recevabilité du signalement confirmée, le responsable de l'enquête désigné [3] signe un engagement de confidentialité spécifique et dispose d'un délai maximum de trois mois pour communiquer à l'alerteur des informations sur les mesures envisagées ou prises afin de remédier à l'objet du signalement et sur les motifs de ces dernières.

L'instruction des faits signalés (vérification des faits, interviews des personnes concernées, recherche d'éléments de preuve, etc.) est réalisée avec l'appui d'experts métiers, des REC d'entité ou de filiale, de directions support (DECG, DRH, DSIE, DJ, Direction de l'audit…), ou encore, lorsque cela s'avère nécessaire, d'un conseil externe. Ces experts sont soumis aux mêmes obligations strictes de confidentialité (avec la signature préalable d'un engagement de confidentialité).

À l'issue de l'instruction des faits, si la réalité des faits signalés est constatée, un plan d'actions est mis en œuvre. L'alerte ne sera clôturée qu'après la réalisation complète de ce plan d'actions.

(1) Décret du 4 octobre : Le référent a pour mission de recueillir le signalement et d'en assurer le traitement dans le respect de la procédure. Ce référent est désigné par l'entreprise.
(2) Collaborateurs occasionnels (stagiaires, alternants, etc.) mais aussi prestataires ou partenaires
(3) Le responsable d'enquête est désigné au sein du réseau des responsables éthique et conformité du Groupe (Directions et filiales), animé par la DECG. En cas de difficulté (conflit d'intérêts, par exemple), l'enquête peut être conduite par la DECG elle-même, ou le REC d'une autre entité.

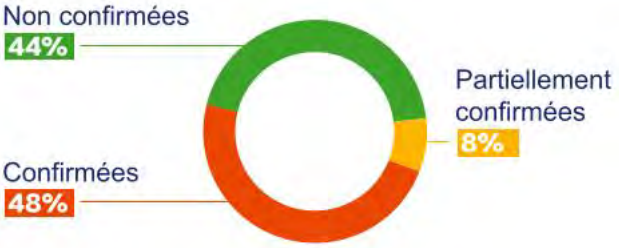
3.3.2.4.6 Résultats 2022

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comex et présenté au CRE du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2022 au sein du Groupe (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal). 305 alertes recevables ont été enregistrées (dont 63 dans le dispositif d'alerte Groupe). 224 alertes concernent des faits localisés en France et 81 à l'étranger. 133 concernent EDF et 172 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 52 % des alertes. En 2022, 68 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (9 licenciements prononcés pour des faits de harcèlement avérés, et 7 pour des faits de fraude avérée). 31 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

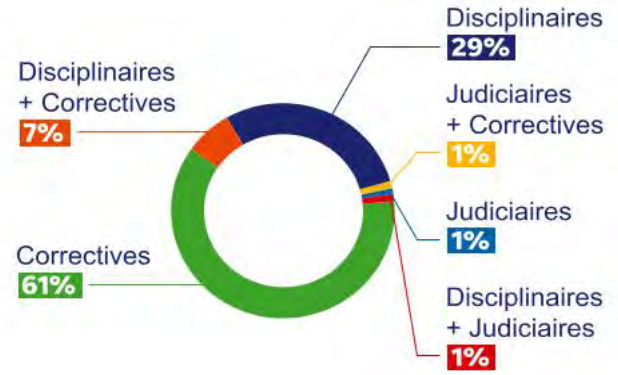
Recevabilité des signalements dans le dispositif d'alerte Groupe

Relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus)

Résultats des investigations suite à alertes (tous canaux confondus)



Mesures prises suite à alertes (tous canaux confondus)



3.3.2.5 Indicateur clé de performance du Groupe

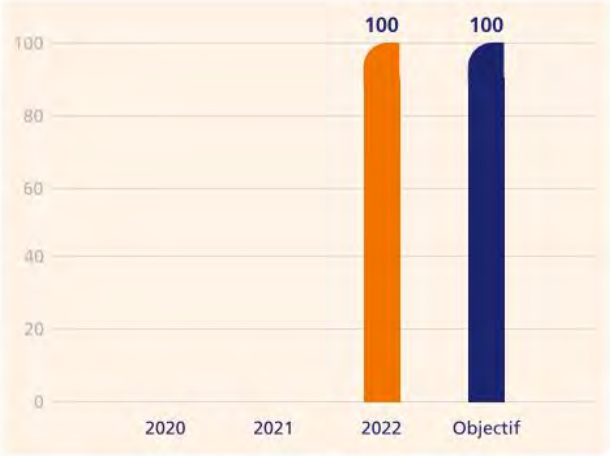
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'indicateur de performance retenu au niveau du Groupe concerne le délai de retour vers l'alerteur, l'informant sur la recevabilité de son signalement et sur la manière dont la procédure de traitement va se poursuivre. Ce délai ne doit pas excéder un mois à compter de la réception du signalement.

L'objectif de ce KPI est donc annuellement de 100 %.

Cet indicateur contribue à démontrer de manière continue l'importance qu'EDF accorde à la prise en compte des alertes et les moyens mis en œuvre pour le traitement de tous les signalements, effectués par les alerteurs via le dispositif d'alerte de niveau Groupe.

Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement (en %)



3.3.3 Égalité, diversité et inclusion

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité. En tant qu'employeur socialement responsable, le Groupe s'engage à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social et ambitionne de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions du développement durable dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

2021-2022 ont été très denses sur toutes les composantes de cet engagement en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion, spécialement marquée par :

- l'adoption d'une ambition renforcée en matière de mixité, intégrant notamment des objectifs de féminisation à tous les niveaux de l'entreprise et notamment portée par le responsable du pôle Diversité, Inclusion et Performance au Travail ainsi que son équipe ;
- la signature, à l'unanimité des organisations syndicales, d'un nouvel accord 2021-2025 pour la mixité et l'égalité professionnelles F/H à EDF.

Le groupe EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS, renouvelable tous les quatre ans) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé avec succès en 2019 et, pour la première fois, étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi l'engagement du Groupe dans la lutte contre les stéréotypes à travers le déploiement d'une intelligence artificielle dénuée de stéréotypes de genre et inclusive dans l'ensemble des processus et environnements métiers.

3.3.3.1 Égalité professionnelle

Dans le cadre de ses engagements RSE, de l'accord RSE monde et de sa charte éthique, le groupe EDF s'engage et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. Depuis 2015, le Groupe agit pour favoriser l'égalité et l'équité entre les femmes et les hommes à tous les niveaux de l'entreprise. La politique égalité professionnelle au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle ; la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés ; la contribution d'EDF à l'évolution des comportements.

3.3.3.1.1 Renforcement de l'engagement du Groupe

En 2021, le Comité exécutif d'EDF a souhaité renforcer les ambitions mixité de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe. Cette ambition mixité Groupe se concrétise au travers de trois axes de travail.

1er axe : briser le plafond de verre, sur toutes les strates hiérarchiques

Un nouvel objectif de féminisation

Un nouvel objectif de féminisation à maille Groupe a été fixé en 2021, commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et 40 % en 2030.

2e axe : faire naître des vocations pour les professions techniques et métiers du digital

EDF souhaite développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique pour les encourager à embrasser des carrières dans les métiers du digital et en intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (Écosystème Pulse, Parlons Énergies, Dispositif Y). Chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*science, technology, engineering, mathematics*). Pour la féminisation des métiers techniques, voir la section 3.3.3.8.3 « Priorités de recrutement ».

La 4e édition du challenge Énergie Mixte a permis de sensibiliser des lycéennes aux métiers techniques de l'énergie et d'ouvrir leurs perspectives d'orientation professionnelle. Marrainées par des femmes issues des différentes entités EDF (Dalkia, Enedis, Citelum, etc.), une réflexion a notamment pu être conduite sur les stéréotypes associés aux métiers techniques.

3e axe : garantir une communication non-sexiste, faisant la promotion de représentations H/F équilibrées

EDF veut développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe (EDF est signataire de la charte #jamaissanselle).

3.3.3.1.2 Les résultats en 2022

Les résultats concernent la part des femmes au sein de l'ensemble de l'effectif Groupe, au sein du collège cadre et au sein des comités de direction.

Résultats par strates hiérarchiques

	Objectif 2026	2020	2021	2022
Femmes salaries *(en %)*	33	25,8	25,9	25,9
Femmes cadres *(en %)*	33	28,8	28,9	29
Femmes dans les comités de direction *(en %)*	33	28,7	29,8	30,8

Détail pour les femmes salariées

	2020	2021	2022
Effectif hommes √	122 578	123 915	127 130
Effectif femmes √	42 622	43 242	44 360
Femmes/effectifs *(en %)*	25,8	25,9	25,9

√ indicateur 2022 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.

Le Groupe compte aujourd'hui près de 26 % de femmes dans ses effectifs (30 % de femmes dans les effectifs EDF), ce qui le place dans la moyenne haute des principaux groupes industriels français. Si ce taux a progressé plus lentement ces dernières années (impact de la mesure « 15 ans, 3 enfants », réduction des volumes d'embauches), il évolue à un rythme deux fois supérieur à l'évolution moyenne des entreprises françaises, tous secteurs confondus.

Dans la perspective d'offrir des parcours professionnels comparables aux femmes et aux hommes, EDF est vigilant à garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle, via par exemple un dispositif de prise en charge supplémentaire des frais de garde d'enfants, pour soutenir les parents qui partent en formation.

Détail pour les femmes cadres

Le taux de femmes chez les cadres du Groupe a doublé depuis 2002. Il est de 29 % en 2022.

	2020	2021	2022
Hommes cadres	38 084	39 345	41 061
Femmes cadres	15 401	15 986	16 803
Femmes/cadres *(en %)*	28,7	28,9	29
Femmes cadres/femmes salariées *(en %)*	36,1	37	37,9

Détail pour les femmes dans les Comités de direction : indicateur clé de performance du Groupe

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'indicateur clé de performance retenu sur l'engagement « Égalité, diversité, inclusion » concerne le taux de présence des femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe. La part des femmes dans les CODIR est de 30,8 % en 2022, en progression d'un point par rapport à l'an dernier.

En 10 ans, ce taux de féminisation des CODIR du Groupe a progressé de près de 50 % (il était légèrement inférieur à 20 % à fin 2011). Il reflète aussi la dynamique observée, plus globalement, en matière de féminisation du corps managérial de l'entreprise.

L'article 14 de la loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021 (dite loi Rixain) visant à accélérer l'égalité économique et professionnelle crée une obligation de représentation équilibrée entre les femmes et les hommes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes des grandes entreprises, accompagnée d'une obligation de transparence en la matière [1].

À fin 2022, le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF s'établit à 24,1 %.

Des plans de succession sont systématiquement mixtes pour les postes de dirigeantes et dirigeants. Par ailleurs, des dispositifs (tels que TALENTS 2.0) soutiennent le repérage de talents plus divers, et à toutes les étapes d'un parcours professionnel.

Taux de mixité : présence des femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe (en %)

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de femmes en Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Les Comités en charge des Rémunérations, des Nominations et de la Responsabilité d'Entreprise sont présidés par des femmes (Voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes*

	Publié en 2021 au titre de 2020	Publié en 2022 au titre de 2021
Index de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes (EDF)	95/100	90/100

* *Publication de l'index avant le 1er mars N+1 au titre de l'année N.*

EDF avait comptabilisé sur cet index le maximum de points sur les quatre premiers indicateurs relatifs aux écarts de rémunérations et à l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes dans l'entreprise, mais avait consenti 5 points car on comptait une femme en moins parmi les dix plus hautes rémunérations de l'entreprise.

Le Groupe est parvenu à quasiment supprimer l'écart de rémunération sur la rémunération principale entre les femmes et les hommes, les progrès se constatent par des index de l'égalité situés entre 75 et 95/100. Des travaux de fond sont menés sur l'égalité salariale entre les femmes et les hommes, en partenariat avec l'Institut National des Études Démographiques (INED), afin d'identifier les sources des écarts, en s'attachant notamment aux impacts des rémunérations complémentaires. Des analyses ont été conduites à la maille des Divisions, et le sujet fait l'objet d'un dialogue social constant (voir la section 3.5.3 « Dialogue social »).

(1) Pour EDF, cette première publication dans le cadre de la loi Rixain s'est faite courant 2022 au titre des données au 31 décembre 2021 : le taux de femmes cadres dirigeantes d'EDF était de 23,95 % et le taux de femmes dans l'instance dirigeante d'EDF (COMEX) était de 15,4 % à cette même date.

3.3.3.2 Lutte contre le sexisme et les violences

Le groupe EDF s'est engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de violences au travail (sexisme, harcèlement) comme des violences conjugales et familiales (soutien, orientation et maintien dans l'emploi). Il s'agit de former et sensibiliser les managers et acteurs de la filière RH sur les sujets du sexisme, du harcèlement moral et sexuel.

3.3.3.2.1 Lutte contre le sexisme

Label

Dès 2016, EDF a été la première entreprise labellisée « sexiste, pas notre genre ».

Réseau ÉNERGIES Mixité !

L'entreprise agit avec l'appui du réseau ÉNERGIES Mixité ! (anciennement Énergies de femmes) et ses plus de 4 200 membres.

Baromètre sexisme

Avec le concours du réseau ÉNERGIES Mixité !, un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place dans le cadre de l'initiative inter-entreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine.

Formation des salariés

Le *e-learning* dédié à la prévention du sexisme ordinaire a été suivi par 2 888 sur e-campus en 2022 (soit 11 273 salariés en cumulé, depuis sa mise en ligne).

Prévention des risques de harcèlement moral ou sexuel

Formation des managers et de la filière RH

Un *e-learning* dédié à la prévention des risques de harcèlement, moral ou sexuel a été déployé auprès de l'ensemble des populations cibles : management, RH, représentants du personnel, équipes médico-sociales et salariés. Suivi par 1 378 salariés d'EDF. Des démarches similaires sont déployées par EDF UK et Luminus.

3.3.3.2.2 Lutte contre les violences conjugales et familiales

Dispositif de soutien, sensibilisation, accompagnement et prise en charge des victimes

La mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2022, EDF a de nouveau pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 122 salariés victimes de violences domestiques, soit plus de 485 salariés (465 femmes et 20 hommes) accompagnés entre 2019 et 2022 (soit une victime tous les 3 jours environ).

Dispositif opérationnel

Numéro vert

Un numéro vert d'écoute et de conseil, ouvert à toutes les questions de harcèlement ou de discriminations, est disponible 7 jours/7 pour l'ensemble des salariés de l'entreprise.

Équipe d'appui

Une équipe d'appui (dotée de compétences internes et externes) intervient notamment dans le cadre d'investigations diligentées en cas d'alertes.

3.3.3.3 Soutien à la parentalité

EDF renforce ses dispositifs de soutien à la parentalité et aux aidants familiaux dans la suite de l'accord de branche « Droits Familiaux » du 15 décembre 2017 : nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les 3 congés proches aidants pour aider un proche handicapé ou en perte d'autonomie) ; création d'un congé parent ouvert aux femmes comme aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales et parents d'enfants en situation de handicap ; allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent (avec un minimum de base de 4 semaines de congés paternité et de 16 semaines de congés maternité) ; aide financière aux frais d'études des enfants ; dispositif de CESU préfinancé à hauteur de 80 % par l'entreprise pour les parents d'enfants de moins de 12 ans et renforcé pour les parents isolés ou les parents d'enfants en situation de handicap.

En soutien aux femmes allaitant, ces dernières disposent d'une autorisation d'absence rémunérée à hauteur d'une heure par jour (non proratisée en fonction du temps de travail), pendant une année à compter du jour de la naissance de l'enfant.

3.3.3.4 Ancrage handicap

3.3.3.4.1 Un engagement de longue date

EDF figure parmi les premières grandes entreprises françaises impliquées dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, et s'engage bien au-delà des cadres légaux. Le 12e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap, a été signé le 11 janvier 2023 et porte sur la période 2023-2025, EDF Renouvelables a également renouvelé son accord en décembre 2022 pour la même période. Framatome et Enedis ont des accords valides jusque fin 2023.

Au niveau sportif, cet engagement se traduit par la volonté d'encourager le sport pour tous. Dès 1992, EDF est devenue partenaire de la Fédération Française Handisport. EDF est également partenaire des Jeux Paralympiques de 2024.

	2020	2021	2022
Nombre d'employés en situation de handicap	5 826	6 454	6 791

3.3.3.4.2 Intégration et inclusion

Le Groupe veille à l'intégration des salariés en situation de handicap tout au long de leurs parcours.

Qualité de vie au travail

Les résultats de l'enquête IPSOS sur la qualité de vie au travail des salariés reconnus en situation de handicap (réalisée en 2021 à EDF) ont nourri le dialogue social et professionnel tout au long de l'année 2022.

Nouveaux enjeux

Si l'engagement du Groupe en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap s'inscrit dans la durée, les enjeux à maîtriser évoluent au fil du temps. C'est par exemple le cas de l'enjeu numérique, érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF et qui a conduit à la signature en février 2022 d'une première politique relative à l'accessibilité numérique à EDF.

Compensation du handicap

Plusieurs entreprises du Groupe en France ont développé, dans le cadre de leurs accords handicap, des dispositifs destinés à apporter une aide ponctuelle et de secours pour des besoins de compensation du handicap connexes à la vie professionnelle. Les demandes formulées sont examinées dans un cadre pluridisciplinaire en veillant au respect de l'anonymat.

Extension des droits

Les situations des parents d'enfant en situation de handicap sont désormais prises en compte dans les droits associés.

Maintien dans l'emploi en fin de carrière

Plusieurs sociétés du Groupe en France ont également mis en place, dans le contexte de leurs accords agréés, des mesures pour faciliter le maintien dans l'emploi des salariés en situation de handicap en deuxième partie ou en fin de carrière

3.3.3.4.3 Achats au secteur du travail protégé et adapté (STPA)

Le montant des achats au secteur STPA est de 12,57 millions d'euros pour EDF et de 14,2 millions d'euros pour Enedis en 2022. Cette même année, EDF a organisé, en partenariat avec le GESAT, plusieurs rendez- vous digitaux consacrés aux achats au STPA à l'intention de publics cibles de sa direction des achats et de prescripteurs. EDF a également coorganisé un salon des achats solidaires en octobre 2022 pour mettre en relation de grandes entreprises avec des prestataires du STPA. Un guide des Achats au STPA est venu compléter la collection des outils permettant de développer les relations avec les prestataires du secteur protégé et adapté [(1)].

3.3.3.5 Lutter contre les discriminations

3.3.3.5.1 Un cadre clair et volontariste

Origines et discriminations raciales

Afin de rendre concrets ses engagements portés par l'accord RSE Monde et par sa charte éthique, le groupe EDF a abordé la question des origines, et plus précisément du racisme en entreprise dans un document repère à l'attention de ses managers et de ses RH.

Fait religieux dans l'entreprise

La performance de l'entreprise passe par le respect des personnes, notamment de leurs croyances, afin qu'elles puissent investir pleinement leurs compétences dans les équipes de travail.

Le groupe EDF traite du fait religieux en entreprise depuis 2008, et a publié un premier document repères dès 2010 (mis à jour en 2016) qui a pour objet de proposer aux managers et aux responsables RH, des repères pour comprendre, analyser et agir dans le respect de la loi.

Respect des orientations sexuelles et identités de genre en entreprise

Le Groupe a adopté une charte éthique dont les 3 piliers sont le respect, la solidarité et la responsabilité. Ces valeurs doivent permettre à chaque salarié de s'épanouir dans l'entreprise quelles que soient son orientation sexuelle et son identité de genre.

EDF est partenaire de l'Autre Cercle et signataire de la charte LGBT+ depuis 2015. Elle participe régulièrement au baromètre de perception interentreprises porté par l'Autre Cercle. EDF est également partenaire et soutien de l'association Energay depuis 2010. Dès 2015, les RH et les managers ont été dotés d'un document repères sur « le respect des orientations sexuelles en entreprise ».

EDF a également conçu, en partenariat avec Energay, un processus pour accompagner et soutenir les salariés en transition au sein du Groupe. Un document repères « Accompagner un salarié en transition chez EDF – respect de l'identité de genre » a été publié.

Discriminations liées à l'âge

L'entreprise a mis en place un contrat de génération négocié avec les organisations syndicales qui comprend des engagements pour l'insertion durable des jeunes, pour l'emploi des seniors, et pour la transmission des savoirs et des compétences entre générations, ainsi qu'un *serious game* (Secret Cam).

Situations médicales sensibles

Le Groupe mène des initiatives pour favoriser le maintien dans l'emploi de salariés qui rencontrent des difficultés de santé. Depuis 2020, EDF est partenaire du programme d'expérimentation « Travail et cancer du sein dans les entreprises et les organisations » porté par l'association « Le Nouvel Institut ».

3.3.3.5.2 Des outils à disposition de tous pour lutter contre les discriminations

Pour porter ces politiques d'inclusion et d'égalité des chances, EDF s'est doté d'outils de sensibilisation et de formation de l'ensemble de son corps social, tout en outillant les managers et les RH. Enedis a, par exemple, publié en 2018 un guide repères intitulé « Décider sans discriminer ». L'entreprise forme l'ensemble des acteurs de son processus de recrutement, à l'aide d'un module spécifique pour « Recruter sans discriminer ». Pour sensibiliser les salariés à la diversité et favoriser l'émergence de pratiques et d'organisations inclusives, le Groupe a mis en place une offre de formation digitale « Vivre ensemble la Diversité », de type *serious game*, suivi par 1 708 salariés en 2022 (soit 16 155 salariés en cumulé depuis sa mise en ligne).

3.3.3.6 Développement des compétences

La politique de développement des compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, dans le contexte du développement du nouveau nucléaire. Elle se donne comme but de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un management des compétences, et d'ancrer l'acquisition des apprentissages dans le cadre de l'entreprise apprenante.

3.3.3.6.1 Investir dans le capital humain et rendre les salariés acteurs de leur parcours

L'investissement réalisé dans l'ensemble du Groupe est de 516 millions d'euros en 2022, permettant de dispenser un volume de près de 6,5 millions d'heures, et garantissant un accès à l'ensemble des ressources de formation ou de professionnalisation.

	2020	2021	2022
Proportion de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences (dit taux d'accès à la formation, en %)	71	79	79
Heures de développement des compétences	4 735 240	5 948 618	6 453 195
Heures de développement des compétences par salarié à l'effectif	29	36	37
Heures de développement des compétences par salarié formé	40	45	48
Salariés ayant suivi une action de développement des compétences dans l'année	117 341	132 018	134 683
Salariés n'ayant pas suivi d'action de développement des compétences depuis 3 ans ou plus	5 907	7 420	8 113
Salariés ayant fréquenté le Campus Groupe	40 290	56 800	92 095

3.3.3.6.2 Adapter l'offre de formation pour faciliter le parcours des salariés

L'accélération du déploiement des nouvelles modalités pédagogiques prévues par la politique a été renforcée dans la suite de l'impact de la crise sanitaire. La hausse du recours aux modalités distancielles appuyées sur les ressources numériques a permis de développer l'accès aux modules *e-learning* et aussi de convertir des sessions présentielles en classes virtuelles à distance, grâce à de nouveaux outils numériques dédiés. De plus les parcours combinant des ressources appuyées sur des modalités pédagogiques différentes, et regroupées en un cursus, tendent à devenir la norme (parcours dits *blended learning*).

(1) Voir aussi la section 3.4.2.3.1 « Part des achats à l'échelle territoriale – Achats solidaires ».

Succès croissant des ressources numériques

119 835 salariés du Groupe ont été formés grâce à ces modalités, et 27 % des heures de formation ont été consommées en *digital learning* [1] (chiffres EDF) principalement via des plateformes internes, mais aussi via des ressources externes.

Amélioration du parcours utilisateurs

Les actions pour rendre plus claire l'offre et donc faciliter le parcours des salariés et managers se sont intensifiées : réduction du nombre d'offres au catalogue (- 19 %), étude préparatoire à l'utilisation accrue de plateformes externes, lancement d'une action en mode *task-force* pour converger vers un catalogue unique suite à la démarche de recueil des ressentis et suggestions des salariés, managers et membres de la filière RH « Parlons Formation » en 2021 et 2022.

3.3.3.6.3 Être au rendez-vous des futurs enjeux industriels du Groupe

Le développement du nouveau nucléaire et l'ensemble des enjeux industriels du Groupe nécessitent une accélération dans la détection des profils aux compétences adéquates, dans la contribution à la mise en place de cursus adaptés, même en dehors du Groupe, dans les reconversions vers les métiers en développement, et enfin, dans la systématisation des transmissions des savoirs et connaissances.

Université des métiers du Nucléaire

Le groupe EDF s'associe aux pouvoirs publics et aux acteurs des filières afin de développer des formations initiales en lien avec ses enjeux en termes de compétences, et de renforcer l'attractivité de ces formations. C'est en grande partie le cas via l'Université des Métiers du Nucléaire, dont EDF est partie prenante aux côtés de onze autres sociétés de la filière nucléaire [2], qui fait mieux connaître les métiers du nucléaire et agit avec les industriels et acteurs régionaux de la formation pour adapter l'offre de formation aux besoins de la filière, surtout pour les métiers en tension tels que soudeurs, mécaniciens, électriciens.

Organisation apprenante

Au-delà de l'élargissement de l'offre de formation dans le numérique, et pour tendre vers une « organisation apprenante », le Groupe encourage les pratiques de *knowledge* management visant à améliorer la circulation des connaissances en favorisant le transfert, le partage, la capitalisation, le stockage et la diffusion des connaissances. Cela se traduit par des initiatives telles que les communautés de pratiques, l'utilisation d'un wiki ou la mise en place de nouveaux moteurs de recherches.

Promotion et mobilité interne

Le Groupe renforce encore son engagement en faveur de la promotion et de la mobilité internes, grâce à des dispositifs comme l'accompagnement au changement de collège. Des e-forums régionaux de la mobilité dispensent largement l'information utile. Les autres leviers existants (alternance, formations promotionnelles y compris diplômantes, dispositifs de reconversion dans des domaines dits en tension) continuent d'être largement actionnés.

3.3.3.6.4 La gestion des talents du Groupe

Une politique Talents, au niveau du groupe EDF, fixe les principes et les critères pour l'identification et la validation des cadres susceptibles d'évoluer à court ou long terme vers des responsabilités de niveau cadre-dirigeant.

Identification précoce

l'identification précoce des cadres à potentiel, avec une implication forte des cadres dirigeants du Groupe, permet de les préparer et les suivre dans la durée, via un accompagnement individualisé (parcours de carrière, plan de développement, formations) et une animation spécifique en réseau.

Assessments

Pour détecter les cadres dirigeants de demain, des évaluations (junior et senior) visent à évaluer le potentiel des cadres selon un modèle de leadership unique au niveau du Groupe.

Talents 2.0

Depuis 2018, le programme Talent 2.0 permet aux salariés de s'autodéclarer au travers d'un parcours de tests et de questionnaires en ligne. Les participants validés dans ce dispositif peuvent avoir l'opportunité de passer un *assessment* junior.

Dispositif Y

Il mobilise chaque année 30 jeunes salariés issus des entités et filiales du Groupe. Réunis en vue d'accélérer l'innovation et la transformation d'EDF, leurs travaux répondent à 12 problématiques (une posée par chaque membre du Comex du Groupe). Cette année, les *Y.22* ont pu proposer 12 solutions concrètes et décalées autour notamment de la sobriété, du métavers, de l'attractivité externe, de la sécurité au travail.

3.3.3.6.5 L'accompagnement des cadres-dirigeants et managers du groupe : l'Université Groupe du Management

Depuis sa création en 2010, l'Université Groupe du Management (UGM) accompagne l'évolution des managers et cadres dirigeants du groupe EDF tout au long de leur parcours professionnel. L'UGM a développé en intelligence collective la nouvelle ambition de leadership et la déploie depuis début 2020. Ainsi, plus de 160 CODIRs se sont appropriés ce nouveau modèle grâce à des ateliers collectifs et un réseau d'ambassadeurs.

3.3.3.6.6 Le développement des compétences en matière de développement durable

En cohérence avec les orientations de formation de l'entreprise, la formation des salariés, managers, dirigeants et administrateurs fait une bonne place aux thématiques du développement durable. On peut citer les parcours de formation 100 % digitaux mis à disposition de l'ensemble des managers et dirigeants tels que : « Construire un mix électrique décarboné à l'horizon 2050 : enjeux et méthodologie », ou plusieurs rubriques du fil « Dossiers thématiques de l'énergie », en particulier « Agir face au changement climatique » mis à disposition en septembre 2022 autour de la présentation au séminaire de rentrée gouvernemental de la climatologue Valérie Masson-Delmotte. Le groupe EDF poursuit aussi son offre de formation « *Business* stratégique de l'énergie » pour les dirigeants, « Nouveau Monde Énergétique » à destination des talents du Groupe, ou encore le module « Entreprise et développement durable » à destination des nouveaux administrateurs du Groupe. [3]

3.3.3.6.6.1 Offre globale de formation « environnement - développement durable »

En France, une offre globale de formation « environnement – développement durable » réunit les formations métiers et transverses relatives au management de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales.

Formation environnement – développement durable	2022
Nombre de salariés formés dans le cadre de l'offre « environnement – développement durable »	1 755
Nombre d'heures de formation	19 061

(1) Chiffre EDF ; le digital learning regroupe les modalités numériques de développement des compétences, que ce soient les modules *e-learning* intégrés ou non à des parcours, les classes virtuelles, les modalités utilisant la réalité virtuelle ou augmentée, les MOOC et *serious games*, voire parfois des modalités numériques intégrées à des sessions présentielles.

(2) Pour un développement, voir la section 3.4.3.2.1 « Le Plan Excell ».

(3) Voir aussi en 2022 l'aboutissement du cycle de conférences Eco2, en section 3.1.3.5.2.3 « Les conférences Eco2 ».

3.3.3.6.6.2 Parcours E&S

En 2022, 25 cadres déjà expérimentés dans le domaine de la RSE ont inauguré le nouveau parcours de formation « Environnement & Société » qui vise à renforcer et homogénéiser les compétences RSE du Groupe. Le parcours est organisé autour de 4 thématiques : les fondamentaux RSE, les relations aux parties prenantes, les impacts E&S, la communication, dont l'usage des réseaux sociaux. Composé de 17 modules échelonnés sur 6 mois, soit plus de 50 heures de formation, le parcours est animé principalement en distanciel par des experts du Groupe et mise sur l'intelligence collective et le partage d'expérience.

Une seconde promotion de 26 salariés a débuté fin septembre 2022.

3.3.3.6.7 Le développement d'une culture de l'innovation : l'écosystème EDF PULSE

L'entreprise souhaite développer une culture de l'innovation en interne afin d'accompagner son développement et sa transformation en cohérence avec ses enjeux de performance, les attentes des salariés, de ses clients et les évolutions sociétales.

La dynamique innovation interne est structurée autour de l'écosystème « EDF Pulse », qui s'appuie sur plusieurs leviers :

- les programmes EDF Pulse, ensemble de dispositifs d'accompagnement pour faire grandir tous les innovateurs ;
- les prix EDF Pulse, concours né en 2014 pour valoriser « les femmes et les hommes qui créent et inventent aujourd'hui le monde de demain », avec un volet destiné aux start-up externes et un volet destiné à l'interne ;
- une communauté EDF Pulse, réseau permettant de développer et diffuser au sein du Groupe les meilleures pratiques de l'innovation.

3.3.3.7 Rémunération

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs, à la fidélisation des talents et contribue à l'attractivité du Groupe.

La politique de rémunération et avantages sociaux mise à jour le 20 juin 2022 définit les principes qui animent les sociétés du Groupe y compris EDF.

Elle intègre :

- la rémunération principale ;
- la rémunération variable (individuelle et collective y compris intéressement et participation) ;
- la rémunération complémentaire ;
- l'épargne salariale ;
- l'actionnariat salarié ;
- les avantages sociaux (mutuelle, prévoyance, logement…) ;
- les avantages autres (aménagement du travail et temps de travail…).

Elle repose sur une gouvernance adaptée s'appuyant sur :

Une revue annuelle, assurée par la DRH Groupe et harmonisée pour EDF et les filiales de rang 1 (actuellement Enedis, Luminus, Edison, Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables, EDF Trading, EDF China). Les autres filiales de rang 1 font l'objet d'un suivi au sein de leur pôle de rattachement et les filiales de rang 2 d'un suivi par les filiales de rang 1.

3.3.3.7.1 Rémunération globale juste et compétitive

La rémunération globale est un levier essentiel de la contribution de chacun à la performance du Groupe. À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive en étant très attentif au niveau de protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie.

La politique de rémunération globale :

- concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe. Ces principales sociétés du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique ;
- est guidée par quatre principes :
  - la compétitivité par rapport au marché externe,
  - la cohérence et l'équité interne,
  - la soutenabilité financière,
  - la lisibilité vis-à-vis des salariés et des managers.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Elle doit également s'assurer d'une cohérence du niveau de rémunération de l'emploi avec le marché en prenant en compte l'ensemble des avantages conférés aux salariés.

La priorité est d'établir un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée. Il est de la responsabilité des managers et de la filière RH de mettre en œuvre ces principes y compris en termes de différenciation pour accompagner les salariés de manière individualisée, dans le respect d'un cadre défini.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

Les sociétés du Groupe communiquent sur leurs règles et systèmes de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Le manager, avec la filière RH, est leur interlocuteur privilégié. Les entretiens annuels sont un moment clé d'échanges sur ce sujet.

EDF réaffirme ses priorités en matière de reconnaissance et a fait évoluer ses politiques :

- en améliorant l'intégration de la reconnaissance dans ses pratiques et processus managériaux ;
- en renforçant le lien direct, objectif et visible entre contribution personnelle (performance, capacité d'adaptation et d'initiative), évolution professionnelle et reconnaissance financière ;
- en développant des dispositifs de rémunération variable, corrélés à la performance financière de l'entreprise pour reconnaître en différenciant.

Pour répondre aux enjeux de reconnaissance des salariés et des managers, un chantier de modernisation du système de classification rémunération à la maille de la branche des Industries Électriques et Gazières s'est poursuivi en 2022. S'agissant des rémunérations brutes totales, se référer à la note charge de personnel.

	2020	2021	2022
Ratio d'équité/rémunération moyenne	6,6	6,6	6,3
Ratio d'équité/rémunération médiane	7,2	7,2	6,8

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continûment présents sur l'année 2022, soit environ 60 000 salariés, ce qui représente la totalité des effectifs EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France. Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature. Voir aussi la section 4.6.1.1 « Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général ».

3.3.3.7.2 Dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Rémunération variable

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficient d'une rémunération variable de la performance individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe en fonction d'accords historiques ou des réglementations applicables.

Intéressement

En France, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et Enedis ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collective du Groupe. Dans un contexte économique contraint, une politique d'abondement des sommes placées est maintenue. Les accords d'intéressement d'EDF habituellement triennaux ont été conclus pour une durée d'un an en 2020, 2021 et 2022. EDF et Enedis prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Professionnalisation sur les questions de rémunération

EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs managers sur les questions de rémunération et par exemple dans l'accompagnement des managers au moment de la campagne de reconnaissance avec la modernisation du parcours de reconnaissance à la maille d'EDF ainsi que la professionnalisation de la filière RH dans son ensemble sur les questions de rémunération (mise en place de nouveau cursus).

3.3.3.7.3 Politique d'épargne salariale

Elle est ouverte aux salariés d'EDF et aux sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au Plan d'Épargne Groupe (PEG) et/ou au Plan d'Épargne Retraite Collective (PERCO).

3.3.3.7.3.1 Plan d'épargne Groupe (PEG)

Une gamme complète de Fonds Communs de Placement diversifiés est ouverte à la souscription comprenant des fonds prudents, principalement investis en obligations et en placements monétaires, des fonds équilibrés et des fonds dynamiques, principalement investis en actions dont des fonds d'actionnariat investis en actions EDF. Un fonds dédié, solidaire et bas carbone a pour objectif d'investir dans le champ de la transition énergétique en respectant les accords limitant l'émission de CO_2. L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

PEG groupe EDF	2022
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PEG	203 382
Part de la population totale *(en %)*	97,4
En cours *(en milliards d'euros)*	5,3

3.3.3.7.3.2 Plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est composé de 2 FCPE totalisant 8 supports d'investissement : un fonds solidaire et un fonds à horizon de déblocage. Il est possible de piloter son PERCO, soit en gestion libre ce qui rend possible d'investir dans n'importe quel compartiment indépendamment de la date de départ en retraite, soit en gestion pilotée auquel cas l'épargne sera désensibilisée automatiquement au risque au fur et à mesure que l'échéance approche (départ en retraite, achat de résidence principale). L'intéressement, la participation ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps peuvent être abondés selon les conditions négociées dans chaque société.

PERCO groupe EDF	2022
Nombre de salariés, retraités et ex-salariés du Groupe détenant un PERCO	89 723
Part de la population totale *(en %)*	42,29
Encours *(en milliards d'euros)*	1,0

On remarque que 27 % de l'épargne salariale du groupe (PEG+ PERCO) est placée à date sur des fonds alignés avec l'article 8 du règlement SFDR de l'Union européenne (*Sustainable Finance Disclosures Regulation*).

3.3.3.7.4 Actionnariat salarié

En 2022, le groupe EDF a lancé une opération d'actionnariat salarié baptisée « ORS 2022 », par le biais d'une augmentation de capital réservée aux salariés adhérents du Plan épargne Groupe ou du Plan épargne Groupe international.

L'augmentation de capital comprenait une formule structurée (ou « à effet de levier ») avec garantie de l'apport personnel en euro, dans la limite de 8 millions d'actions, et une formule dite « classique ».

Cette opération a permis à 43 888 salariés de souscrire 18 100 741 actions, soit 0,46 % du capital social antérieur.

La structure de l'actionnariat salarié s'élevait au 31 décembre à 1,59 % du capital social réparti entre les actions détenues par les FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » au sein du plan d'épargne Groupe et les actions détenues au nominatif :

	Salariés actionnaires	Nombre d'actions	% capital	% droits de vote
Actionnariat salarié		61 668 032	1,59 %	1,47 %
PEG (FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS »)	103 715	57 796 177	1,49 %	1,35 %
dont actions EDF	69 628	33 155 642	0,85 %	0,95 %
dont EDF ORS	59 697	24 640 535	0,63 %	0,41 %
Actions détenues au nominatif		3 871 855	0,10 %	0,12 %

3.3.3.8 Attirer et fidéliser les talents

3.3.3.8.1 EDF reste l'un des principaux recruteurs industriels

En 2022, dans un contexte de crise énergétique majeure et de tensions inédites sur les compétences industrielles, techniques et numériques, EDF, acteur majeur de la transition énergétique en France et dans le monde, est l'un des principaux recruteurs industriels avec près de 13 000 recrutements en CDI en 2022. Le Groupe a par ailleurs accueilli 8 346 alternants et 3 500 stagiaires.

Embauches/départs	Unité	2020	2021	2022
Embauches*	Nombre	11 214	10 254	12 992
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 523	3 333	3 403
Démissions	Nombre	2 452	3 522	4 761
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 174	1 524	1 086
Turn over	%	5,6	5,6	6,5
Autres arrivées	Nombre	6 258	9 856	12 594
Autres départs	Nombre	8 691	9 940	10 396

* *L'indicateur Embauches prend en compte les recrutements CDI à la maille du Groupe.*

3.3.3.8.2 Attractivité de la marque employeur

Afin d'attirer les candidats qui l'intéressent, l'entreprise s'appuie sur une marque employeur RSE et innovante. EDF demeure l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent les classements externes inter-entreprises de cette année :

Classement Epoka [1]

Pour la 3e année consécutive, EDF se place en 1ère position des entreprises préférées des étudiants et des jeunes diplômés dans le secteur de l'énergie selon l'étude Harris Interactive pour Epoka et 3e tous secteurs confondus chez les ingénieurs.

Classement Universum [2]

En 2022, Universum a lancé un Index RSE. EDF se positionne à la 4e position des entreprises préférées des cadres issus des écoles d'ingénieurs en 2022 et à la 1ère place des entreprises préférées des Bac+2/3 expérimentés pour l'année 2022.

IFOP [3]

EDF figure à la 3e place pour les dimensions marque employeur et responsabilité environnementale.

Happy Trainees [4]

EDF est classée première entreprise au classement général mesurant le niveau de satisfaction des alternants et stagiaires pour 2022 (entreprises accueillant plus de 1 000 jeunes alternants et stagiaires)

3.3.3.8.3 Priorités de recrutement

En 2022, le groupe EDF a augmenté ses volumes de recrutements de 27 % par rapport à 2021 tout en continuant à privilégier l'employabilité de ses salariés et en ciblant ses embauches sur des profils non disponibles par la mobilité interne.

EDF a concrétisé ses engagements sur l'inclusion des jeunes et des personnes en situation de handicap et la féminisation de ses métiers. Le Groupe a su également se réinventer avec des outils plus digitaux plus innovants.

Compétences industrielles, techniques et numériques

Besoins en compétences industrielles techniques et numériques

Pour répondre aux besoins d'excellence en compétences industrielles, techniques et numériques (voir notamment la section 3.4.3.2.1 « Le Plan Excell »), les recrutements 2022 d'EDF ont porté prioritairement sur les métiers techniques, Systèmes d'Information (SI), en tension, rares ou en développement. Il s'agit notamment des métiers de techniciens de maintenance mécanique ou électrique, robinetier, soudeur, ingénieur d'étude projets électrique, technicien bureau d'études, *contract* manager, cybersécurité, *data scientist*.

Co-recutements

L'entreprise a mis en place des co-recrutements entre les Directions gérant les métiers de la production et de l'ingénierie nucléaire. Dès son arrivée, le candidat a une visibilité sur l'emploi suivant, de façon à disposer d'une perspective couvrant une double dimension d'études (ingénierie/recherche) et de mise en pratique opérationnelle (exploitation-maintenance).

Dispositif de cooptation

En 2022, EDF a lancé un dispositif de cooptation. L'objectif est de faire appel à ses collaborateurs pour recruter. Le salarié prescripteur bénéficie d'une prime par embauche « cooptée » concrétisée. Une démarche qui fait ses preuves : Framatome, réalise ainsi 10 % de son volume annuel de recrutement par cooptation.

Priorisation dans les métiers techniques	2021	2022
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance *(en %)*	23	16
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de stage de fin d'études *(en %)*	6	4
Part des profils de techniciens et d'ingénieurs expérimentés dans les recrutements *(en %)*	40	49

Féminisation dans les métiers techniques

Grâce à l'action résolue menée dans le Groupe en faveur de la féminisation des métiers techniques, l'industrie se conjugue aussi au féminin. EDF a lancé en 2022 la campagne « C'est au tour des femmes d'entrer en jeu » (voir la section 3.5.4.8 « Communication responsable »).

Prix Women's Energy In Transition

Pour la 5e année, Dalkia a lancé le prix *Women's Energy In Transition* qui récompense et soutient financièrement des étudiantes et des professionnelles en activité, avec pour objectif d'encourager les femmes à rejoindre des cursus de formation ou des métiers techniques en lien avec la transition énergétique.

(1) entreprises-preferees2022.eventmaker.io/
(2) universumglobal.com/fr/classements-etudiants-2022/
(3) ifop.com/publication/les-entreprises-francaises-les-plus-admirees-vague-3/
(4) edf.fr/edf-recrute/nos-actualites-rh/edf-et-ses-etudiants-une-histoire-qui-marche

Féminisation du recrutement dans les métiers techniques (EDF)	2020	2021	2022
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	671	1 219	1 799
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques *(en %)*	16	17	17
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	113	159	269
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information *(en %)*	31	21	20
Part des recrutements de femmes en tant qu'ingénieures *(en %)*	11	10,5	16

Mise en valeur de l'alternance et des stages
Élément clé du sourcing et de l'ambition humaine du Groupe

EDF a fait de l'alternance et des stages de fin d'études un élément clé de son sourcing de compétences et sa signature d'industriel inclusif, en accueillant en formation au sein du Groupe plus d'1 alternant sur 100 en France. Le dispositif « #1jeune1solution » a permis d'accueillir 8 340 alternants, dont 4 800 pour la promotion 2022-2023, ainsi que 3 500 stagiaires.

Mise en valeur de l'alternance dans les recrutements	2021	2022
Nombre d'alternants accueillis	3 518	3 683
Nombre de stagiaires accueillis	1 727	1 700
Part des recrutements de jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stage *(en %)*	40	20

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes et de l'inclusion

L'accompagnement des jeunes vers l'emploi reste une des priorités du Groupe. Depuis de nombreuses années, le Groupe se mobilise pour une économie plus inclusive tout particulièrement vis-à-vis des jeunes.

Quartiers Prioritaires et Zones Rurales Revitalisées

EDF s'engage pour l'accueil de jeunes éloignés de l'emploi, issus de Quartiers Prioritaires de la Ville et de Zones Rurales Revitalisées. L'inclusion étant au cœur des valeurs du Groupe, EDF s'est également engagé en 2022 avec l'association *Tous en stage* pour accompagner les élèves de 3e issus des quartiers prioritaires dans leurs recherches de stage en France. C'est une véritable opportunité pour le Groupe qui souhaite susciter des vocations, et notamment auprès des jeunes femmes.

« Un jeune, un mentor »

Le groupe EDF et la Fondation groupe EDF sont mobilisés dans la démarche « un jeune, un mentor », qui permet de répondre aux enjeux de l'emploi des jeunes et du renouvellement des compétences. Plus de 1 000 propositions de mentorat sont ouvertes aux salariés du Groupe [1]. Les missions sont disponibles dans toute la France en présentiel et/ou à distance, sur des formats allant de 1 heure à 2 heures d'engagement/mois par mentor sur une durée de 6 mois en moyenne.

À la fin décembre 2022, 462 actions de mentorats sont engagées dont 227 ont été réalisées via Human Pacte et complétées par les actions remontées par Enedis, Dalkia et la Fondation groupe EDF. Fort de ce vivier existant, le Groupe opère un changement d'échelle avec l'ambition d'atteindre d'ici 2025 1 300 jeunes mentorés, un salarié pouvant mentorer plusieurs jeunes.

Partenaire du concours *CGénial*

En juin 2022 EDF a remis le prix Génialissime au Lycée Pilote Innovant International de Jaunay-Marigny à Poitiers pour le projet « Un fil qui donne des sueurs chaudes ». Les prix permettent aux lauréats de participer à des concours scientifiques internationaux et de visiter des entreprises, pour voir concrètement les débouchés des études scientifiques et techniques.

Mécénat de compétences

Dans le cadre de loi Pacte, EDF a choisi de développer le mécénat de compétences. Deux orientations ont été retenues par l'entreprise :

- le mécénat de compétence senior qui constitue une opportunité de terminer sa carrière en mettant ses compétences au service d'une structure d'intérêt général. Il concerne donc des salariés proches de la retraite ;
- Le mécénat de parcours qui concerne tous les salariés de l'entreprise et permet de réaliser une mission d'intérêt général selon différentes modalités dans le cadre de son parcours professionnel.

En 2022, 63 contrats de mécénat de compétences sont engagés dans l'entreprise.

Mobilisation pour la relance économique et sociale
De nombreux partenariats au niveau national et en région

En 2022, EDF a poursuivi ses partenariats nationaux avec Pôle Emploi, Viva Fabrica, MED Metaverse, Yookan, C Génial.

EDF recrute dans le tramway nantais

De nouvelles modalités de recrutement qui correspondent aux valeurs du groupe EDF permettent de faciliter l'insertion sur le marché du travail des publics éloignés de l'emploi. Dans ce cadre, EDF a participé à l'opération le Tramway de l'emploi destiné aux jeunes de la métropole nantaise. Une rame de tramway circulant sur la ligne 1 comportait des sièges réservés à l'opération pour pouvoir rencontrer les candidats. Parmi les offres proposées par EDF Pays de la Loire : chaudiériste pour la filiale Izy Confort, conseiller clientèle pour la Direction Commerce, etc.

Secteur en décroissance ou touchés par des PSE

EDF poursuit sa démarche de sourcing responsable et gagnant-gagnant et propose des offres d'emploi à des salariés avec expérience dans les secteurs en décroissance ou touchés par des PSE [2]. Des opérations de « *job dating* » ont été organisées avec les salariés de Renault, Stellantis et Naval Group.

Intéressement 2022 et recrutements
Féminisation des recrutements

L'accord d'intéressement signé pour 2022, intègre, outre les critères métiers, santé sécurité et climat, un critère relatif au taux de féminisation des recrutements [3] avec une ambition de 27 %. Avec un taux de féminisation des recrutements de 28 % en 2022, ce résultat permet une performance à 100 % de ce critère d'intéressement.

3.3.3.8.4 Autres modalités innovantes de sourcing

Le Groupe entretient une communication digitale de haut niveau pour conserver sa place et son rôle de « sourceur » indirect via les réseaux sociaux et des événements en ligne ciblés sur les profils recherchés. La communication sur les métiers et les filiales du Groupe s'est renforcée, avec un focus particulier sur les priorités de recrutement du Groupe en lien avec la transition énergétique.

(1) engagement.microdon.fr/humanpacte
(2) PSE : Plan de sauvegarde de l'emploi.
(3) Comptant pour 10 % du résultat de l'intéressement.

Réseaux sociaux Websérie *Data Challenge* Vidéos

Pour renforcer sa communication auprès des jeunes, le groupe EDF travaille de plus en plus avec des influenceurs et le réseau social TikTok. À titre d'exemple une opération a été menée avec le youtubeur Bruno Maltor (269 000 abonnés) sur la thématique du recrutement dans le nucléaire « des centrales où il fait bon travailler et où il fait bon vivre ». Dans cette vidéo, Bruno Maltor a fait découvrir à sa communauté la ville de Beaugency en région Centre Val de Loire via le regard de Mathilde Douillet, chargée de préparation modifications mécaniques chez EDF à la centrale nucléaire de Saint Laurent des Eaux.

Fin 2022, EDF et 10 autres grands groupes industriels ont lancé le #SmarterMobilityDataChallenge, à destination des étudiants européens en *data*. Il s'agit pour les étudiants de développer un algorithme pour prédire l'utilisation et la disponibilité des bornes de recharge à Paris. Ce défi permet non seulement aux étudiants de passer de la théorie à la pratique en répondant à l'un des plus gros défis d'une capitale, mais également de se créer un réseau composé de *data scientists* qualifiés travaillant dans de grandes entreprises.

Au-delà du recrutement, le groupe EDF, via son site Internet, livre des conseils clés sur les CV, lettres de motivation, entretiens, via ses podcasts Cartes en main. Le dispositif est disponible sur Spotify, Deezer et le site carrière EDF Recrute.

Des salariés ambassadeurs auprès des jeunes

Des réseaux de salariés (Myjobglasses, graduates, EDF c'est moi, Elles bougent, EDF social club) actifs et organisés font découvrir aux jeunes de 15 à 25 ans, l'industrie électrique, à travers leur savoir-faire unique et leur passion pour leur métier. Dans des vidéos publiées sur le site edf-recrute et sur la chaîne YouTube d'EDF, des salariés racontent leur histoire avec spontanéité et authenticité et montrent l'utilité de leur métier, permettant ainsi de donner des perspectives aux jeunes en quête d'un avenir professionnel avec du sens.

3.3.3.9 Détail des effectifs du Groupe

3.3.3.9.1 Une trajectoire effectifs calée sur les orientations stratégiques du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élèvent à 171 490 salariés au 31 décembre 2022 (filiales consolidées). La hausse de 2,6 % par rapport à 2021 s'explique par la croissance des besoins en compétences tirée par la filière nucléaire du Groupe, afin de répondre à des enjeux industriels sans précédent de la transition énergétique.

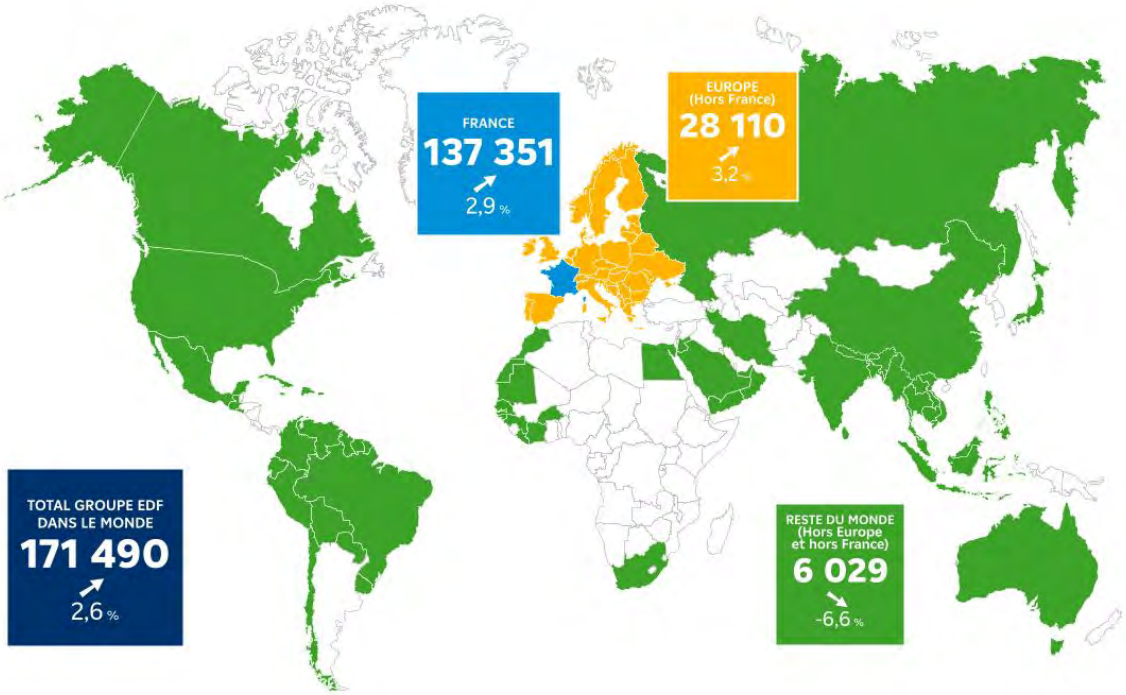
3.3.3.9.2 Effectifs du Groupe en France

Le groupe EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et écologique en France et en Europe (programme de maintenance des centrales existantes, nouveau nucléaire, développement des énergies renouvelables, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, pompes à chaleur, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international). Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 137 351 salariés au 31 décembre 2022. Effectif en augmentation de 2,6 % par rapport à 2021. Les sociétés du Groupe dans le domaine de la prestation dans le nucléaire, des énergies renouvelables et des services énergétiques sont en forte croissance pour accompagner le développement de leur activité avec des hausses d'effectifs de 9 % pour Framatome et 27 % pour Cyclife ; dans le domaine des énergies renouvelables, 38,1 % pour EDF ENR, 3 % pour EDF Renouvelables.

3.3.3.9.3 Effectifs du Groupe à l'international : 96 % de l'effectif international est européen et 80 % sur le périmètre France

La croissance des effectifs du Groupe en 2022 est essentiellement recentrée sur l'Europe et le périmètre France. Cette évolution s'explique par la croissance d'activité du domaine nucléaire et des activités renouvelables.

3.3.3.9.4 Précisions sur la répartition au 31 décembre 2022



PRÉCISIONS SUR LA RÉPARTITION DES EFFECTIFS

		2020	2021	2022
Par âges				
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %
Salariés de 25 à 35 ans √	%	28 %	27 %	26 %
Salariés de 36 à 45 ans √	%	27 %	27 %	28 %
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	25 %
Salariés de 56 ans et plus √	%	13 %	13 %	13 %
Par collèges				
Nombre de cadres	Nombre	53 485	55 324	57 864
Nombre de non-cadres	Nombre	111 715	111 833	113 626
Temps partiel				
Salariés à temps partiel	Nombre	9 748	9 234	8 856

√ indicateur 2022 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.
Pour la répartition par genre, voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle ».

La répartition des effectifs reflète un corps social équilibré, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 35 ans (33 %) résulte de la volonté du Groupe d'intégrer des jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stages de fin d'études. La part des cadres à l'échelle du Groupe augmente en 2022 du fait de l'augmentation significative de recrutements et plus particulièrement des recrutements dédiés à l'ingénierie du nucléaire.

3.3.4 Précarité énergétique et innovation sociale

La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action du Groupe en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive. C'est pourquoi le groupe EDF confirme et renouvelle son engagement en faveur des clients en situation de précarité énergétique, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe et en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics et d'initiatives spécifiques de solidarité.

3.3.4.1 Compréhension de la précarité énergétique

Le premier volet de l'action menée par EDF consiste à mieux appréhender la complexité des situations de précarité énergétique pour être à même d'identifier plus finement les clients plus particulièrement exposés, en vue de mieux les accompagner.

3.3.4.1.1 Complexité de la problématique

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La crise sanitaire a aggravé un phénomène dont la tendance va croissant.

La mesure même est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique, dont EDF est partenaire, affiche 3 millions de ménages en situation de précarité énergétique. Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics indique que le pays compte 2,5 millions de ménages en situation de précarité énergétique. En Italie et en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

3.3.4.1.2 Initiatives du Groupe

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaires, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF s'engage dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

Comprendre : le programme R&D

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », chargé d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et de concevoir et de développer des innovations permettant de mieux lutter contre la précarité énergétique. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire National de la Précarité Énergétique.

Identifier : GEODIP

Depuis fin 2021, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE) met à disposition des acteurs territoriaux l'outil GEODIP (Géolocaliser Diagnostiquer la Précarité énergétique) qui permet de visualiser les zones de précarité énergétique liées au logement et à l'utilisation de la voiture des ménages.

3.3.4.2 Lutte contre la précarité énergétique

Le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles. L'action menée par EDF est portée par sa politique solidarité qui agit soit en accompagnement renforcé de dispositifs publics, soit de sa propre initiative en déployant des actions spécifiques. La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'articule autour de trois volets : l'aide au paiement, l'accompagnement des clients et la prévention.

3.3.4.2.1 L'aide au paiement

Indépendamment des délais de paiement personnalisés qui peuvent être accordés (voir la section 3.3.4.2.2), le groupe EDF s'associe étroitement aux dispositifs publics nationaux et régionaux, et déploie le « don d'énergie ».

En France

Chèque énergie

5,4 millions de chèques énergie ont été envoyés par les pouvoirs publics en avril 2022. Le 14 septembre 2022, la Première ministre a annoncé la mise en place d'un chèque énergie exceptionnel à l'hiver 2022. Il a concerné 12 millions de foyers en France (doublement du nombre de bénéficiaires) pour un montant variant de 100 euros à 200 euros.

Fonds de Solidarité Logement (FSL)

Depuis 30 ans, EDF noue un partenariat actif avec le Fonds de Solidarité Logement, accordant des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour payer les dépenses liées à leur logement. Avec 21,2 millions d'euros versés en 2022, EDF est le premier contributeur du Fonds de Solidarité Logement, après les collectivités publiques.

Don d'énergie

EDF a développé en France le « Don d'énergie », en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre. Depuis 2018, les clients d'EDF disposant de l'application « EDF & Moi » et de son fil d'actualités peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. EDF abonde ce don défiscalisé à hauteur de 100 % dans la limite d'un certain plafond.

En Italie

Le service client a été renforcé et la possibilité de payer en plusieurs fois a été élargie. Edison a adhéré au Manifeste sur la pauvreté énergétique, une initiative promue par la Banco dell'Energia, qui vise à créer un réseau d'entreprises énergétiques, d'associations, d'organismes de recherche et d'organisations du secteur tertiaire s'engageant concrètement dans la lutte contre la pauvreté énergétique. En 2022, l'action a été plus particulièrement concentrée sur la région calabraise, Edison soutenant financièrement une centaine de familles (pas nécessairement des clients d'Edison) dans le paiement de leurs factures d'électricité. Des sessions de formation aux éco-gestes sont également dispensées en vue de sensibiliser ces familles dans la durée.

En Belgique

En Belgique, Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics spécifiquement propres aux trois régions (flamande, wallonne et bruxelloise). En 2021, le gouvernement belge a décidé d'étendre le tarif dit « social » à de nouvelles catégories de clients. Ce tarif social concerne désormais un million de bénéficiaires, au lieu de 500 000 en 2020. 20 % des clients de Luminus bénéficiaient du tarif social en 2021, soit le double du chiffre 2020. Depuis de nombreuses années, Luminus concentre ses efforts sur le calcul des acomptes mensuels et encourage ses clients à les ajuster proactivement, afin d'éviter les mauvaises surprises lors de la régularisation annuelle. En 2020 et 2021, ces efforts se sont traduits par une baisse des demandes d'étalement des paiements. En 2022, du fait de l'augmentation soudaine des prix de l'énergie, la demande d'étalement des paiements (sur onze mois maximum, au lieu de six précédemment) est en forte hausse.

Au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, l'*Energy Carbon Obligation* (ECO3), entièrement destiné aux clients vulnérables, est déployée par EDF, et englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par amélioration de l'efficacité énergétique.

3.3.4.2.2 L'action d'accompagnement

EDF s'est engagé en novembre 2021 à ne plus demander la coupure d'électricité pour impayés de ses clients du segment des clients particuliers en France. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet le 1er avril 2022 et est appliquée dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Une étude qualitative et quantitative est en cours en vue de mieux comprendre comment le dispositif a été reçu par les clients.

EDF s'est organisé pour accompagner massivement les clients précaires et en difficulté. Cela se traduit par un service d'Accompagnement Énergie, par une vigilance accrue durant la trêve hivernale et par l'ancrage territorial de la politique solidarité.

3.3.4.2.2.1 Le service Accompagnement Énergie

Depuis 2010, « l'Accompagnement Énergie » permet d'apporter une solution personnalisée à tout client particulier d'EDF qui rencontre une difficulté de paiement. Il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par 5 000 conseillers clientèle et 230 experts solidarité.

Le service Accompagnement Énergie et ses acteurs
5 000 conseillers Relation Client

Tous basés en France, ils sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections et les premiers accompagnements. Le conseiller d'EDF vérifie ainsi que le client bénéficie du tarif adapté à son mode de consommation et que la facture a été établie sur la base d'un index réel. Il conseille le client sur les réductions de sa consommation et engage avec lui un échange sur les conditions de règlement. Il informe le client sur le chèque énergie et l'oriente vers les partenaires sociaux si besoin.

230 experts solidarité

230 experts solidarité EDF dédiés à la solidarité coopèrent directement avec les structures d'action sociale pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles.

L'indicateur clé de performance du Groupe

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

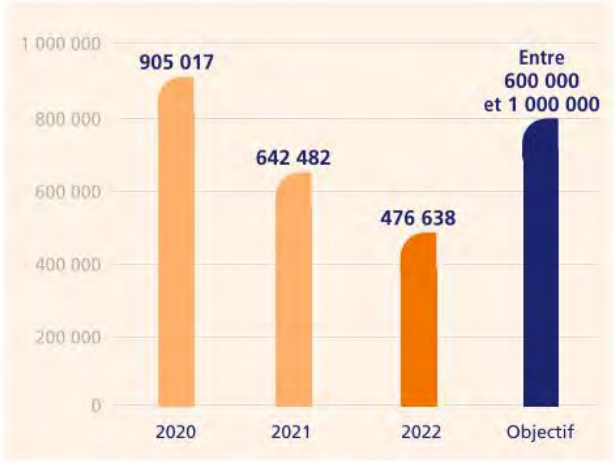
L'indicateur clé de performance concerne le nombre d'actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie.

Les Accompagnements Énergie sont l'un des leviers mis en œuvre par EDF pour lutter contre la précarité énergétique, en parallèle par exemple de la promotion du chèque énergie, de la mise en place d'échéanciers de paiement ou de la rénovation de l'habitat.

En 2022, le nombre de ces actions de conseil se situe en deçà de la fourchette fixée annuellement, quand bien même la hausse générale des prix liée au renchérissement de l'énergie a pu avoir des conséquences importantes sur les ménages, spécialement les plus vulnérables.

La précarité énergétique est en effet un objet complexe. Le phénomène du non-recours s'est développé. Les restrictions de chauffage ont permis d'éviter les factures trop élevées, alors plus faciles à honorer. Le processus de recouvrement d'EDF a également permis d'entretenir un dialogue continu avec les clients en difficulté de paiement de façon pro-active par envois de mails ou SMS réguliers, diminuant mécaniquement le recours aux actions de conseil dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie.

Actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie (en nb)



3.3.4.2.2.2 Ancrage territorial de la politique solidarité

Plusieurs leviers complémentaires permettent d'étoffer et d'ancrer la politique solidarité d'EDF au plus près des problématiques rencontrées.

Correspondants solidarité

L'action des Experts Solidarité est complétée par celle des Correspondants Solidarité, porteurs de la politique solidarité d'EDF en région. Ils sensibilisent les partenaires aux questions de précarité énergétique et réalisent auprès d'eux des actions de formation.

Partenariats

L'efficacité de la lutte contre la précarité énergétique suppose d'agir le plus souvent en partenariat. EDF œuvre avec les Centres Communaux d'Action Sociale (CCAS), ainsi qu'avec les grandes associations caritatives que sont par exemple la Fondation Abbé Pierre, la Croix-Rouge française, le Secours Catholique ou le Secours

Populaire Français. EDF coopère avec l'Union Nationale des CCAS (UNCCAS) et l'Association des Cadres Territoriaux de l'Action Sociale (ACTAS) en vue de chercher toutes formes d'innovation, par exemple en matière d'accès aux droits.

Pimms médiation et médiation sociale

Pour renforcer son accompagnement sur le terrain, EDF est engagée dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont notamment une quarantaine de Pimms médiation (Points d'Information et de Médiation Multi-Services). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe notamment au développement des Pimms mobiles (guichets multiservices itinérants) qui constituent des réponses humaines et de proximité face aux besoins quotidiens des habitants des territoires ruraux.

3.3.4.2.3 Les actions préventives

En lien avec ses partenaires, EDF déploie une action forte en matière de prévention, soit en agissant sur l'habitat, soit en agissant sur la maîtrise de la consommation d'énergie.

3.3.4.2.3.1 Actions en vue de l'amélioration de l'habitat

Toits d'abord

EDF et la Fondation Abbé Pierre ont signé la prolongation de trois ans du programme « Toits d'abord » visant à bâtir et réhabiliter des logements occupés par des personnes aux revenus très modestes. Il s'agit pour EDF d'une contribution à hauteur de 6,3 millions d'euros sur la période 2021-2023.

Prime énergie EDF

Cette offre d'accompagnement s'inscrit dans le cadre de la réalisation de travaux favorables aux économies d'énergie. Elle repose sur un dispositif public, renforcé dans le cadre du Plan de relance.

Mon chauffage durable

L'offre « Mon chauffage Durable » permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, ou des radiateurs électriques par des radiateurs performants et intelligents Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de Pouce chauffage » lancé par le gouvernement en 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires pour les ménages en situation de précarité énergétique

Offre Rénovation globale

En 2022, EDF a complété son offre d'accompagnement en matière de rénovation énergétique, en lançant son offre « Rénovation globale », permettant à tous les propriétaires de maison individuelle de rénover leur habitat dans sa globalité, dans un cadre sécurisé, avec un objectif de baisse de la consommation énergétique de la maison d'au moins 55 % par rapport à la situation avant travaux.

Partenariat Ashoka

La problématique de la rénovation des logements pour les clients précaires étant prioritaire dans la lutte contre la précarité énergétique, le partenariat avec Ashoka, signé en 2021, est né de la volonté commune d'adresser des réponses innovantes à la précarité énergétique par la rénovation. EDF, Réseau Eco-Habitat et Ashoka ont mis en place une collaboration permettant de partager et rassembler leurs expertises complémentaires, et ainsi, de contribuer à promouvoir des solutions pérennes pour des personnes en grande précarité énergétique [(1)].

Offre Alogia

EDF s'engage avec son partenaire Alogia dans la transition énergétique des résidents séniors. Cette offre destinée aux bailleurs sociaux répond à deux enjeux sociétaux importants : l'aide au maintien des seniors dans leur logement en améliorant le confort et la sécurité, et la lutte contre la précarité.

Green Home Grant

EDF au Royaume-Uni est le seul fournisseur à avoir pris la décision d'accompagner ses clients dans l'accès au « *Green Homes Grant* », un nouveau fond gouvernemental qui finance les ménages via un système de bons pour des mesures d'isolation et de chauffage bas carbone (programme gouvernemental « *Energy Company Obligation* », ECO). Le dernier dispositif en date « ECO4 » a pris effet le 1er avril 2022. Sur l'année, ce sont 8 110 ménages vulnérables qui ont été aidés via les programmes ECO3 et ECO4.

3.3.4.2.3.2 Actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

La sensibilisation aux écogestes a été accentuée durant l'hiver avec un renforcement de l'accompagnement des clients pour moins ou mieux consommer (#GestesUtiles « j'éteins, je baisse, je décale »). De nombreux partenariats sont mis en place, dont Unis-Cités.

Info Watt

Depuis le 1er octobre 2022, pour les clients bénéficiaires du chèque énergie et équipés d'un compteur communicant, EDF propose « Info Watt ». Il s'agit d'un service gratuit d'affichage de la consommation d'électricité en temps réel, en euros et en kWh. Ce dispositif permet d'identifier les appareils et les habitudes de consommation les plus énergivores. Ainsi, chaque bénéficiaire d'Info Watt pourra facilement prendre conscience de sa consommation, adapter ses habitudes avec des écogestes, maîtriser sa consommation et réaliser des économies sur sa facture.

Partenariat Unis-Cité

Dans le cadre de la nouvelle convention « Des jeunes contre la précarité énergétique », Unis-Cité mobilise 300 jeunes en service civique. Ils ont pour mission de sensibiliser les ménages les plus fragiles aux enjeux de la transition énergétique et de les accompagner à maîtriser leur consommation d'énergie, de contribuer au repérage des personnes en situation de précarité énergétique, d'informer sur les aides préventives (Ma Prime Renov) et curatives (Chèque Énergie) existantes en allant à la rencontre des personnes, d'orienter et accompagner les publics éligibles vers les espaces France Renov.

Programme SLIME

À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic Maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Ces actions sont menées en partenariat avec la région via les Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie (SLIME).

3.3.4.3 Innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive

Le groupe EDF, via ses salariés, ses métiers ou sa Fondation, œuvre à faire émerger toutes formes d'innovation sociale au service d'une transition énergétique juste et inclusive.

3.3.4.3.1 Au sein des métiers : actions de remobilisation professionnelle chez Dalkia

En 2022, Dalkia et Dynacité, premier bailleur de l'Ain et présent sur 5 départements dans la région, s'associent en vue du retour à l'emploi de locataires intéressés en renforçant leur employabilité vers des métiers porteurs et ancrés dans les territoires. Dynacité s'engage à faciliter l'identification de candidats au sein de son patrimoine immobilier. Dalkia s'engage à intégrer les locataires de Dynacité identifiés dans un processus de recrutement comprenant la formation à ses métiers. Ce dispositif innovant associe un troisième partenaire, les agences d'insertion professionnelle, dont l'activité est entièrement tournée vers le retour à l'emploi des personnes en difficulté.

3.3.4.3.2 Dans les filiales : actions de lutte contre la pauvreté

Edison s'est récemment dotée d'une fondation, Edison Orizzonte Sociale (EOS), afin de consolider l'engagement sociétal d'Edison, de développer l'innovation sociale et de promouvoir un développement durable et inclusif. En 2022, EOS s'est plus particulièrement concentré sur la promotion du développement et de l'éducation des adolescents, par l'accès à la culture et la pratique sportive (Milan, Turin ou Catane). À Palerme, dans le cadre du Fonds pour la lutte contre la pauvreté scolaire juvénile, EOS a piloté le projet « Trajectoires Urbaines », avec l'appui des sponsors tels qu'Asvis et Fondation Global Compact en Italie.

(1) ashoka.org/fr-fr/histoire/partenariat-le-groupe-edf-r %C3 %A9seau-eco-habitat-et-l %E2 %80 %99ong-ashoka-s %E2 %80 %99allient-pour-lutter-contre

EDF Norte Fluminense (EDF NF) a établi un partenariat durable avec la Fondation Oswaldo Cruz (Fio Cruz), l'une des plus importantes institutions scientifiques et technologiques en matière de santé en Amérique latine. Ainsi par exemple en 2022, EDF NF a parrainé la « *Roda de Palhaço* », un projet destiné à apporter du réconfort et de la joie aux enfants malades à l'hôpital, par le biais d'équipes clownesques intervenant en chansons.

3.3.4.3.3 Via la Fondation groupe EDF

La Fondation groupe EDF accompagne les acteurs du monde associatif et encourage l'implication des collaborateurs. Son action s'inscrit principalement dans trois domaines en France et à l'international : environnement, éducation et inclusion, avec pour priorité les actions en faveur des générations futures et des personnes les plus fragiles. Les actions philanthropiques du Groupe sont réalisées à la fois par l'apport d'un soutien financier et par la mise à disposition de salariés, grâce au mécénat de compétences et à l'engagement bénévole.

Le groupe EDF a soutenu des projets d'intérêt général pour un montant total de 12,6 millions d'euros. Les actions sont réalisées à 45 % par la Fondation groupe EDF, à 44 % par la société mère EDF et à 12 % par les filiales du Groupe. La Fondation groupe EDF a soutenu 247 projets en France et 34 projets à l'international principalement orientés sur les thématiques d'environnement, d'éducation et d'inclusion.

La Fondation groupe EDF réalise une évaluation systématique de la réalisation et de l'impact des projets financés. Les conventions de mécénat précisent les indicateurs de réalisation et d'impact pour les bénéficiaires, dont l'atteinte est contrôlée au travers d'un bilan annuel demandé à l'association porteuse du projet. 10 % de la somme allouée sont suspendus à la production de ce bilan et à l'atteinte de ces indicateurs.

Pour le détail de l'action philanthropique de la Fondation groupe EDF, voir le rapport annuel en ligne [1].

3.3.4.3.4 Focus sur le soutien à l'Ukraine

Dès le début de la guerre en février 2022, une cellule de crise s'est mise en place, pilotée par la Direction des Risques Groupe, coordonnant toutes les entités et filiales concernées dans l'entreprise. Ayant reçu de nombreuses sollicitations (des autorités ukrainiennes, des ambassades et partenaires…), le groupe EDF a souhaité répondre efficacement aux demandes de matériel pour le maintien du réseau électrique de distribution, quotidiennement endommagé. Ainsi, en coordination avec le ministère des Affaires étrangères et l'association Électriciens sans frontières, Enedis a envoyé 60 groupes électrogènes en Ukraine et Moldavie, pour sécuriser les infrastructures les plus vitales, tels que les hôpitaux. Des équipes de l'association sont parties installer et raccorder les matériels, mais aussi former le personnel moldave sur la maintenance et l'exploitation des groupes électrogènes. EDF a fait parvenir des équipements de protection individuelle et des radiomètres à la centrale nucléaire de Zaporijia, ainsi que quatre transformateurs.

En plus des envois de matériels, le Groupe se mobilise au travers de l'accueil de réfugiés. Enedis et l'EDSO (l'association européenne des distributeurs d'électricité) ont par exemple organisé l'accueil des familles du personnel du réseau de distribution ukrainien – soit près d'une dizaine de milliers de personnes. D'autres initiatives locales, comme la mise à disposition de 17 maisons par la direction de l'immobilier d'EDF dans 9 communes ou encore l'ouverture de centres de vacances CCAS ont permis d'accueillir des familles réfugiées ukrainiennes.

Par ailleurs, la Fondation groupe EDF a collecté à la fin août 2022, 500 000 euros via une campagne de dons d'heures ou de congés des salariés. 250 000 euros ont été affectés à de premières actions d'urgence au profit des déplacés ukrainiens, par l'intermédiaire de 3 ONG :

- l'Agence des Nations unies pour les réfugiés (HCR) – Ukraine (déplacés au sein du pays) et pays frontaliers : pour favoriser la mise à l'abri des réfugiés (tentes, structures d'accueil) et aide d'urgence (livraison de colis de matériaux, de couvertures, jerrycans d'eau, matelas, etc.) dans les centres d'accueil aux frontières ;
- l'UNICEF – Pologne : pour mettre en place un centre de prestations de services d'urgence aux familles vulnérables avec des enfants : informations aux familles itinérantes, soutien psychosocial, accompagnement par des travailleurs sociaux et des services de santé, recherche et réunification des familles pour les enfants séparés de leur famille au cours de leur voyage (un centre a la capacité d'accompagner entre 3 000 à 5 000 personnes par jour) ;
- SOS Attitude – Moldavie : pour équiper trois camps de réfugiés en Moldavie avec un système d'éclairage collectif destiné à sécuriser ces camps en éclairant les zones de sanitaires et les allées entre les tentes.

3.3.4.3.5 Un collectif de salariés au service de la transition écologique de l'entreprise : le Rhizome

le Rhizome est un réseau organique, interconnecté, horizontal, et orienté sur l'action en faveur de la transition écologique de l'entreprise (au service de sa raison d'être). Il s'agit d'un collectif de salariés qui s'engagent pour plus d'écologie au travail. Rhizome organise régulièrement des webinaires qui accueillent des témoignages d'initiatives de salariés et des moments de partage. Grâce au bouche-à-oreille, ce sont aujourd'hui 1 280 salariés qui se retrouvent autour d'un Manifeste [2].

(1) fondation.edf.com/app/uploads/2022/10/ra-2022-fgedf-ua-fr.pdf
(2) Le Rhizome EDF est par exemple présenté sur : pour-un-reveil-ecologique.org/fr/collectifs-de-salaries/

3.4 Développement responsable

Le Groupe entend se développer de manière responsable. C'est pourquoi il s'engage prioritairement, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à maintenir et développer un haut niveau de dialogue et de concertation avec ses parties prenantes dans ses projets comme dans le cadre de ses activités opérationnelles. En effet, au-delà de sa responsabilité environnementale, et en complément de sa responsabilité sociale et sociétale, le Groupe souhaite contribuer au développement économique, social et humain des territoires au sein desquels il opère. Le Groupe veut développer, dynamiser et accompagner les filières industrielles et entend déployer un comportement responsable dans le cadre de son développement numérique.

100 %
TAUX ANNUEL DE PROJETS INCLUANT UNE DÉMARCHE DE DIALOGUE ET CONCERTATION

23,2 %
TAUX ANNUEL D'ACHATS À DES PME EN FRANCE

71,4 %
TAUX DE RÉALISATION POUR LA RELOCALISATION ET LE MAINTIEN DES COMPÉTENCES DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE

52,5 %
TAUX DE RÉALISATION DES ENGAGEMENTS AUPRÈS DE L'INSTITUT DU NUMÉRIQUE RESPONSABLE

3.4.1 Dialogue et concertation avec les parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes. Le Groupe fait du dialogue et de la concertation l'un de ses engagements forts en matière sociétale.

3.4.1.1 Une expérience du dialogue et de la concertation

En raison de son histoire, et de sa mission d'investisseur majeur et d'exploitant largement présent sur les territoires, EDF dispose d'une expérience longue et éprouvée en matière d'écoute, de dialogue et de concertation avec les parties prenantes qui sont organisés de manière à prendre en compte leur multiplicité et la diversité des situations. Dans un contexte sociétal très évolutif, EDF soutient l'innovation sociale en matière de relation aux parties prenantes territoriales.

3.4.1.1.1 EDF, une pratique du dialogue et de la concertation

3.4.1.1.1.1 EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle d'EDF, du Groupe, d'un pays d'implantation, ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent le groupe EDF.

Le Conseil des Parties Prenantes du Groupe

En matière de dialogue avec les parties prenantes externes, et au-delà des lieux d'écoute externe, de veille anticipative et de vie des partenariats, l'instance privilégiée est le nouveau Conseil de parties prenantes[1]. Il s'agit d'un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile (climatologues, représentants de collectifs d'étudiants, de consommateurs, économistes, ONG, acteurs des solidarités). Il est co-présidé par le Président d'EDF, et par Cécile Renouard [2] depuis 2022. Les membres du Conseil apportent leur regard sur les orientations stratégiques de l'entreprise. Un compte rendu des échanges est systématiquement produit à l'issue de chaque session.

Trois sessions ont eu lieu dans l'année écoulée sur les thèmes suivants : les scénarios de mix énergétique 2050 et externalités liées à ces scénarios, le devoir de vigilance et ses implications concrètes au sein du Groupe, et l'adaptation au changement climatique. EDF favorise la prise de paroles des membres de ce Conseil tant à l'interne qu'à l'externe. À titre d'exemple, en 2022, Germain L'Hostis est intervenu en direction des Talents du Groupe, ou encore Kalina Raskin a été invitée à s'exprimer dans le *Mag* sur le biomimétisme [3].

Autres Conseils associant les parties prenantes

- **Conseil Scientifique** : Présidé par le Président de l'Académie des Sciences, ce conseil de niveau Groupe s'est réuni à 3 reprises en 2022 sur les marchés de l'énergie, l'éolien en mer et les orientations de la R&D d'EDF.
- ***Stakeholder Advisory Panel* d'Edison (SAP)** : il s'est réuni trois fois en 2022, traitant du rôle du gaz dans la flexibilité et la sécurité du système électrique, de l'actualisation des sujets matériels d'Edison, ainsi que d'un premier bilan du SAP après trois années de fonctionnement.
- **Conseil des Parties Prenantes d'Enedis (CPP)** : il s'est réuni à trois reprises sur le renouvellement des concessions, les réflexions sur l'entreprise à mission, la mobilité électrique, le suivi des préconisations du CPP et les achats solidaires. Le relevé de conclusions de chaque séance du Conseil est partagé avec les membres du Comité exécutif d'Enedis. Enedis avait expérimenté en 2021 une déclinaison régionale du Conseil des Parties Prenantes. Au terme de cette phase d'expérimentation, les vingt-cinq directions régionales ont en 2022 mis en œuvre leur Conseil des Parties Prenantes en région.

3.4.1.1.1.2 Une expérience du débat public

Propre aux grands projets d'aménagement du territoire, le débat public est un processus de participation, d'une durée allant de quatre à six mois, au cours duquel les citoyens intéressés par le projet peuvent peser sur sa réalisation. Le groupe EDF a porté de très nombreux projets faisant l'objet d'un débat public.

Parc éolien de Dunkerque

À la suite du débat public sur le projet éolien en mer au large de Dunkerque qui s'était tenu du 14 septembre au 13 décembre 2020 et de la décision de poursuivre le projet prise en mai 2021 (conjointement avec RTE, en charge du raccordement du parc), la Commission nationale du débat public (CNDP) a chargé, en juin 2021, deux garants de suivre la phase de concertation post débat jusqu'à l'ouverture de l'enquête publique.

Les garants produisent un rapport annuel rendant compte en toute neutralité et transparence de l'ensemble des actions de concertation menées et des arguments échangés. Il indique également les préconisations des garants pour la suite de la concertation continue. Le premier rapport intermédiaire de la concertation continue couvrant la période de juin 2021 à fin juin 2022, a été publié le 10 octobre 2022 et fait l'objet de conclusions très positives [4].

(1) Qui a succédé, après 8 ans de fonctionnement, au Conseil Développement Durable.
(2) Philosophe, professeure à l'École des Mines, à l'ESSEC et à l'IEP Paris, et Présidente du Campus de la Transition.
(3) Notamment dans le cadre du partenariat actant l'engagement de la R&D d'EDF dans le consortium Bio-inspired Materials Open Innovation Generator (BiOMIg) : edf.fr/groupe-edf/inventer-lavenir-de-lenergie/rd-un-savoir-faire-mondial/toutes-les-actualites-de-la-rd/edf-rejoint-le-consortium-biomig-de-ceebios-pour-le-developpement-des-materiaux-bio-inspires
(4) Il est consultable sur la plateforme participative dédiée au projet : https://participer.eolien-en-mer-dunkerque.fr/media/e16a381916bbdd581811/EMD-RTE_Garants_CNDP_Bilan_concertation_ann__e_1_VF.pdf ainsi que sur le site de la CNDP.

Nouveaux EPR à Penly

Le programme de construction de trois paires de réacteurs EPR2 et le projet d'une première paire envisagée sur le site de Penly, font l'objet d'un débat public sous l'égide de la CNDP se déroulant du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. EDF y intervient en qualité de maître d'ouvrage de la première paire de tranches d'EPR2 et de chef de file de la filière nucléaire pour la proposition de programme de 6 nouveaux réacteurs EPR2. Ce débat revêt une dimension locale au regard de l'intégration du projet sur le territoire de Penly, et une dimension nationale au regard du programme industriel proposé. Il est complémentaire de la concertation nationale sur le mix énergétique, portée par l'État sous l'égide de 4 garants de la CNDP, portant sur les choix énergétiques de la France. Cela donne l'opportunité au public de contribuer à la décision du maître d'ouvrage, alors que les options sont encore ouvertes.

3.4.1.1.1.3 Une nouvelle dynamique de dialogue avec les ONG

La relation que le Groupe entretient avec les ONG est prise en compte de longue date au sein des différents métiers du groupe, aux plans local, régional, national et international. Depuis plus de vingt ans, elle est institutionnalisée au sein des Panels de parties prenantes du Groupe (anciennement le Conseil de l'Environnement, le Conseil Sociétal, le Conseil Développement Durable, devenus Conseil des Parties Prenantes d'EDF). Les échanges sont entretenus avec les grandes organisations non gouvernementales, par exemple dans le domaine de l'environnement et des droits humains. Ces relations ont été concrétisées par de nombreuses opérations communes. La politique de protection de l'avifaune, en lien avec les ouvrages électriques, a par exemple été bâtie avec la Ligue de Protection des Oiseaux. Le groupe EDF souhaite aller plus loin en considérant la place essentielle des ONG dans nos sociétés, et plus particulièrement dans les choix énergétiques.

Renforcement

Le renforcement de la relation avec les ONG vise à prévenir d'éventuelles situations à risques par le maintien d'une veille régulière et l'instauration d'espace de dialogues. Il permet aussi de challenger l'entreprise sur ses choix, d'améliorer son expertise et de renforcer la légitimité des projets du Groupe. L'implication des salariés du Groupe dans les ONG est encouragée.

Nouvelle politique

Une nouvelle politique de relations avec les ONG a été élaborée et validée en Comité RSE. Ces orientations intègrent le nouveau paysage des ONG et l'évolution de leurs modes d'action sous le pilotage d'un chef de mission « Relations ONG » rattaché à la Directrice de la Direction Impact. Quatre axes ont été définis : pilotage, communication interne, dialogue et ressources humaines.

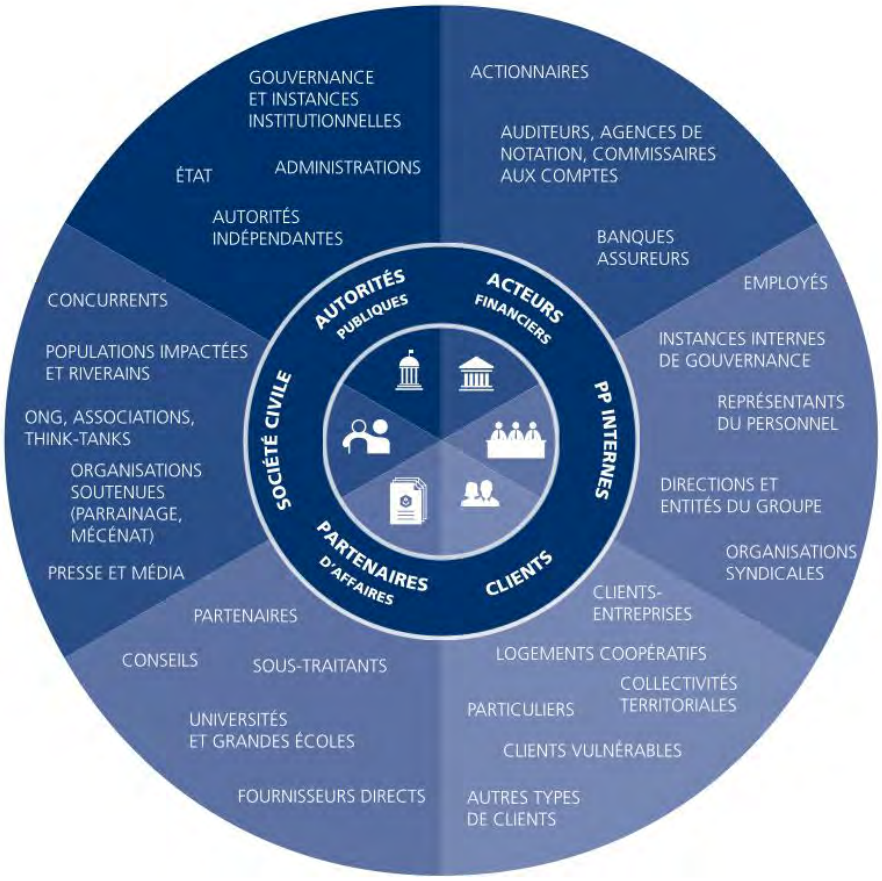
3.4.1.1.2 Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

La culture de dialogue promue par le Groupe constitue le socle des pratiques de relations avec les parties prenantes.

3.4.1.1.2.1 Une cartographie des parties prenantes du Groupe pour guider l'action

La relation avec les parties prenantes est au cœur de la politique RSE du Groupe.

- Le Groupe a formalisé la cartographie générale de ses parties prenantes, approuvée en Comité exécutif, qui fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue [(1)].
- En conformité avec les démarches ISO 9001 et 140001, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes en vue de préciser les modes de dialogue appropriés à leur contexte spécifique.
- Les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne.



(1) Identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; informer de façon claire et transparente sur le projet ; recueillir les avis des parties prenantes et d'y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et des réclamations ; veiller à la participation des peuples autochtones dans le processus de concertation ; assurer un reporting public.

3.4.1.1.2.2 Des principes de dialogue et de relation dans les projets

Principes

Le Groupe déploie une approche sociétale, fondée sur une identification des parties prenantes (portant une attention particulière aux communautés autochtones) axée sur les principes « éviter, réduire, compenser » et cherche à optimiser les impacts positifs et minimiser les impacts négatifs de ses activités. S'agissant des projets supérieurs à 50 millions d'euros, le processus s'appuie sur les principes de l'Équateur [(1)].

Diligences

Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale. Des études d'impact E&S incluent un volet droits humains, et les parties prenantes des projets sont identifiées. Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible et en fonction du contexte, une attention particulière étant accordée aux groupes traditionnellement marginalisés. Un mécanisme public de réclamation est mis en place à un stade précoce du projet. Un reporting public est assuré.

Doctrine détaillée

Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques (« Dialoguer avec les parties prenantes »). Ces principes sont la clé de la réussite du dialogue. Ainsi par exemple, le dialogue engagé de longue date entre la centrale en démantèlement de Brennilis (Finistère) et le territoire (que ce soit en matière d'information des riverains, de partenariats, de relations avec les acteurs socio-économiques, ou de l'avenir de la zone de la « Maison du lac » en bordure du lac Saint-Michel) a connu début 2022 un temps fort avec l'enquête publique sur la demande de démantèlement complet du réacteur. Cette enquête publique, à l'issue de laquelle la commission d'enquête a délivré un avis favorable sans réserve, est une étape importante vers la délivrance du décret de démantèlement, qui ouvrira sur la dernière phase de travaux du démantèlement.

3.4.1.1.2.3 Une organisation territoriale dédiée

S'agissant plus spécifiquement de l'organisation du dialogue et de la relation aux parties prenantes dans les territoires, EDF a mis en place en France une Direction des territoires et de l'Action Régionale – DTAR. Au-delà de son rôle de dialogue transversal et de coordination interne, la DTAR dialogue avec les parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe et plus généralement les instances et parties prenantes concernées par le plan de relance.

3.4.1.1.2.4 La mise à disposition d'une expertise de haut niveau

La R&D d'EDF dispose depuis trente ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. Cette compétence accompagne le Groupe et les projets des métiers dans la compréhension des enjeux d'acceptabilité, notamment sur les aspects environnementaux et sociétaux.

Au-delà de leurs nombreux apports en termes doctrinal et prospectif, ces experts accompagnent les directions et les projets. Ils ont ainsi, en 2022, accompagné l'équipe *permitting* EPR2 (DIPNN) par le biais d'un important programme d'études pour la préparation des débats publics.

3.4.1.1.2.5 Le développement des compétences des managers et chefs de projet

L'identification et la compréhension des situations et des attentes des parties prenantes, les nécessaires arbitrages et la mise en œuvre de plans d'action ajustés nécessitent de professionnaliser les managers et tous les acteurs concernés.

Une offre de formation complète

Depuis 2008, le Groupe propose une offre de formation qui vise à développer chez les salariés la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. Ouverte à toutes les directions et filiales France du groupe EDF, elle s'adresse tout particulièrement aux chefs de projet, managers, communicants et membres des délégations régionales, en relation avec les parties prenantes.

(1) equator-principles.com
(2) https://parlonsenergies.fr/chez-vous/EDF_PECV_livre_T1.pdf
(3) edf.fr/groupe-edf/observatoire-international-climat-et-opinions-publiques/telechargements
(4) UNCPIE : Union nationale des centres permanents d'initiatives pour l'environnement.

3.4.1.1.2.6 Des innovations en termes d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes

EDF veille à mettre en place des dispositifs d'écoute, de dialogue et de compréhension de son environnement au moyen d'une large gamme d'outils qui vont des baromètres d'opinion jusqu'à des dispositifs d'écoute des parties prenantes et des salariés menés sous forme d'enquêtes suivies, ou mis en place dans le cadre de dialogues institutionnalisés.

Ouverture à l'externe du laboratoire d'Intelligence Collective « Parlons énergies »

Pour la première fois en 2021, Parlons énergies s'est tournée vers l'externe. 3 500 entretiens individuels de citoyens et 52 ateliers participatifs ont été organisés à l'échelon national et conduits par 700 salariés formés aux techniques d'entretien sous le contrôle d'un comité de témoins composé d'universitaires, de responsables d'entreprises et de Think-Tanks. Les échanges touchaient aux perceptions et attentes vis-à-vis des modes de production, de la consommation, du réchauffement climatique et, plus généralement, d'EDF. Les enseignements ont été rendus publics fin 2021 sous la forme d'un « carnet du citoyen » [(2)], Les citoyens attendent qu'EDF soit au service d'une stratégie française de production bas carbone. Ils souhaitent que l'entreprise innove, bâtisse des partenariats pour accélérer la transition énergétique, et renforce le lien de proximité avec ses clients.

ObsCop 2022

Pour la quatrième année consécutive, EDF et Ipsos ont mené une enquête d'opinion d'ampleur inédite dans 30 pays sur les cinq continents, comptant ainsi les deux tiers de la population mondiale et parmi lesquelles figurent les plus importants émetteurs de CO_2. Il s'agit de produire un état des lieux international des opinions, connaissances, attentes et niveaux d'engagement du grand public face au changement climatique afin de nourrir la réflexion et de participer à la recherche constructive de solutions pour l'avenir.

L'intégralité des résultats est mise à disposition en *open data* [(3)]. Il en ressort notamment que le pouvoir d'achat domine le classement des préoccupations à l'échelle mondiale. Malgré l'importance qu'ils accordent au changement climatique et aux évènements climatiques extrêmes, les citoyens sont moins enclins à s'impliquer et doutent davantage des origines humaines du phénomène. De façon contre-intuitive, les jeunes occidentaux se distinguent peu des adultes par leur sensibilisation ou leur implication face au réchauffement climatique. Au niveau mondial, on peine encore à distinguer une « génération climat ».

3.4.1.1.3 Une dynamique d'amélioration continue

La culture de dialogue promue par le Groupe est en constante recherche d'amélioration et encourage l'innovation sociale au plus près du terrain et des projets.

3.4.1.1.3.1 Des partenariats originaux

EDF est partenaire de l'École Nationale Supérieure de Paysages de Versailles-Marseille (ENSP). Elle intervient régulièrement en appui-conseil des projets ou des ouvrages travaillant à leur intégration paysagère. EDF et l'ENSP ont produit un guide des bonnes pratiques à l'usage des managers d'ouvrages et des chefs de projet. En 2022, des études transgénérationnelles menées avec de jeunes paysagistes ont été réalisées sur les projets de Piscine de la Hague et de Ricanto en Corse, ainsi que sur le site d'EDF R&D aux Renardières.

UNCPIE [(4)]

EDF et l'UNCPIE s'attachent à développer une culture commune et entretiennent des relations étroites sur les sujets du climat et de l'environnement, en développant, parmi beaucoup d'autres coopérations, les Plateformes d'Actions et d'Acteurs pour la Biodiversité (PAAB) par exemple dans les suites de l'audit patrimonial réalisé fin 2021 en Flandre Maritime. Une convention nationale signée entre EDF et l'UNCPIE est déclinée en conventions locales permettant aux CNPE de bénéficier des compétences des écologues des CPIE (réalisation d'inventaires, élaboration de plans de gestion, élaboration du contenu scientifique de supports pédagogiques) dans le montage de projets biodiversité et ancrage territorial par les CNPE, tels que la création d'un sentier autour de l'arasement du seuil du syrech (petit affluent de la Garonne), à Golfech, la mise en place d'une plateforme pour la nidification des sternes pierregarins, à Gravelines, ou la création d'un sentier d'interprétation sur la réserve foncière du font d'Orveau, à Civaux.

3.4.1.1.3.2 Des pratiques d'information du public en constante amélioration

Piscine de La Hague

Le projet d'installation d'entreposage sous eau de combustibles usés à La Hague a fait l'objet d'une concertation préalable, sous l'égide de garants de la Commission nationale du débat public (CNDP), entre novembre 2021 et juillet 2022. Les garants de la concertation ont relevé dans leur bilan que cette concertation préalable a donné lieu à une « participation citoyenne réelle, diversifiée et productive », au travers de nombreuses modalités de participation. Des publics variés se sont exprimés au cours des débats, que ce soit pour délivrer de l'information, apporter des suggestions, soutenir, questionner ou contester le projet : habitants, élus, associations, institutions, autorités, experts, organisations syndicales, industriels, exploitants nucléaires, médias. EDF met en place à présent, dans la continuité de cette concertation préalable, un dispositif structuré d'échange et de dialogue avec le territoire dit de « concertation continue », afin de continuer à travailler avec les acteurs du territoire et le public sur les sujets identifies

Centrale du Ricanto (Corse)

Une concertation a été menée du 19 avril au 24 mai 2021 dans le cadre du projet de construction de la centrale du Ricanto. La forte participation du tissu associatif a permis d'engager des débats sur des sujets tels que les rejets atmosphériques, ou les risques d'inondation et de submersion. EDF PEI a cependant identifié une faible participation des habitants d'Ajaccio et des riverains du secteur de Vazzio. Pour y remédier, il a mis en place de nouveaux dispositifs d'information, tels une newsletter trimestrielle, un site dédié avec un dispositif de questions-réponses.

Parc nucléaire français (VD4 900)

Du 6 septembre 2018 jusqu'au 31 mars 2019, la concertation générique sur l'amélioration de la sûreté des 32 réacteurs français de 900 MWe, initiée par le Haut Comité pour la Transparence de l'information sur la securite nucleaire (HCTISN) avec l'ASN, l'IRSN, l'ANCCLI, avait mobilisé EDF, en tant que responsable des réexamens périodiques, et les principaux acteurs de la sûreté des centrales nucléaires en France. 16 réunions publiques avaient rassemblé 1 300 personnes, et la plateforme numérique, consultée par 4 000 visiteurs, avait recueilli 1 600 contributions. Il s'agissait pour le public de se prononcer sur la Note de Réponse aux Objectifs de ce 4e réexamen des réacteurs envoyée par EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire. EDF a publié un rapport public [1] tirant des enseignements de cette concertation.

Une fois cette phase de concertation générique réalisée, les enquêtes publiques spécifiques à chaque réacteur ont débuté en 2022 et sont amenées à se dérouler sur plusieurs années.

La première enquête publique liée au réacteur n° 1 de la centrale du Tricastin (Drôme) s'est déroulée du 13 janvier au 14 février 2022. La commission d'enquête a publié ses conclusions le 15 mars en exprimant un avis favorable aux dispositions proposées par EDF assorti de 12 remarques. L'enquête publique s'est déroulée du 14 novembre au 16 décembre 2022 pour le réacteur n° 2 de cette même centrale. Il a recueilli 1 274 contributions et 74 % d'avis favorables. L'enquête est en attente des conclusions de la commission d'enquête et de la décision du préfet. Trois enquêtes publiques sont par ailleurs organisées simultanément par la Préfecture de l'Ain du 6 février au 8 mars 2023 pour les réacteurs n° 2, 4 et 5 de la centrale du Bugey.

3.4.1.1.3.3 Des dispositifs de plus en plus élaborés en matière de gestion des demandes et des réclamations

Le dialogue noué au plus près des situations de terrain est concrétisé par des plans d'action, qui incluent au plus tôt un processus de gestion des demandes et réclamations. Voir par exemple le projet mené à Nachtigal (se reporter à la section 3.3.2.3.4 « Mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).

3.4.1.2 L'amélioration continue des pratiques de dialogue et de concertation

Le Groupe est en veille constante en matière de qualité de dialogue et qualité de la relation avec ses parties prenantes. Un guide interne sur l'évaluation des concertations (dans la collection « dialoguer avec les parties prenantes ») a été co-construit avec les entités d'EDF à destination des managers et chefs de projet. Un site intranet a été ouvert pour un meilleur partage d'expériences entre les équipes projet.

3.4.1.2.1 Le dialogue et la concertation améliorent l'identification et la gestion des impacts des projets

Il s'agit du bénéfice le plus évident du dialogue conduit au plus près des parties prenantes.

Parc éolien Atlantic Shores (USA)

Dans le cadre de la concertation, le projet Atlantic Shores s'est engagé à prendre soin de l'environnement, notamment via un programme d'atténuation des effets sur les mammifères marins, comprenant une gestion de la vitesse des navires et une surveillance acoustique. Atlantic Shores s'est par ailleurs engagé à éviter les activités de battage de pieux pendant la période de migration des baleines noires et pendant la nuit.

3.4.1.2.2 Le dialogue et la concertation stimulent les remises en question

Le dialogue et la concertation favorisent les remises en question et améliorent la conception des projets, ce qui se traduit par des modifications significatives dans les aménagements, les tracés ou les localisations d'ouvrage.

Reconfiguration du barrage de Poutès

Le barrage de Poutès, inauguré le 24 octobre 2022, a fait l'objet de vingt années de concertation pour coconstruire une solution avec toutes les parties prenantes dont les élus, les associations et divers experts.

Un comité de pilotage, mis en place sous l'égide du préfet de la Haute-Loire, a regroupé les parties prenantes du projet (élus, associations de protection de l'environnement et services d'État), et validé chaque grande étape du projet Nouveau Poutès. Le projet partenarial coconstruit a associé les parties prenantes dans tous les aspects du projet : technique, suivi scientifique, intégration territoriale et communication.

Ce nouveau projet permet de préserver la biodiversité avec un débit d'eau qui va faciliter la circulation des saumons et la vie aquatique des invertébrés tout en respectant l'ensemble de la biodiversité de la rivière. Ce projet a nécessité 3 ans de travaux, et grâce à une technique très innovante, le barrage (vannes ouvertes deux fois par an) permettra aux saumons de circuler librement dans l'Allier pour se reproduire. L'usine de Monistrol sur Allier alimente désormais en électricité l'équivalent de 36 000 foyers.

3.4.1.2.3 Le dialogue et la concertation améliorent la gestion des phases de chantier

C'est particulièrement le cas des impacts en matière de trafic routier et de pollutions sonores durant la période de chantier.

Parc nucléaire français (VD4 1300)

Concernant le 4e réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe, le HCTISN a renouvelé en 2022 les membres du comité d'orientation (COR) et du comité de pilotage (COP, animé par EDF) qui seront chargés d'organiser la concertation générique prévue début 2024. Le groupe EDF participe d'ores et déjà au dialogue technique engagé par l'IRSN et l'ANCCLI dont la première réunion s'est tenue le 9 décembre 2022. EDF accordera une attention particulière aux bonnes pratiques identifiées et au retour d'expérience de la concertation RP4 900.

(1) edf.fr/sites/groupe/files/2022-07/RP4-v5.pdf

Hinkley Point

Grâce au dialogue et à la concertation entretenus à Hinkley Point C, l'impact du trafic routier et de la pollution sonore a été évalué en détail, et le projet continue de fonctionner par rapport à une stratégie de transport et un plan de déplacement définis. Des mesures ont été prises pour réduire le nombre total de véhicules sur la route grâce au développement de parcs relais et d'installations de gestion du fret. Le nombre de véhicules a été réduit grâce à l'utilisation récente de bus à impériale, à un système de partage de voiture numérique et à l'utilisation de méthodes de transport maritime (la jetée de Hinkley Point C aidera à éviter l'utilisation de 100 000 mouvements de poids lourds pendant la période de construction). Les véhicules sont contrôlés en termes d'itinéraire et suivis par GPS. Le bruit provenant du site est également contrôlé grâce à l'utilisation de stations de surveillance du bruit à proximité des limites du site, puis directement signalé au Conseil local. Toutes les infractions aux limites de bruit fixées font l'objet d'une enquête. En termes d'atténuation du bruit, un grand talus de terre a été installé en limite sud afin de protéger les communautés locales du bruit et de l'impact visuel. En outre, en bordure de route, les propriétés éligibles ont bénéficié d'un remplacement gratuit de double vitrage.

Projet Lightning (Abu Dhabi)

Le projet Lightning consiste à relier par câble deux îles situées chacune à environ 130 km au large d'Abu Dhabi, permettant ainsi de réduire l'utilisation des énergies fossiles pour l'alimentation de ces îles et de réduire d'environ 30 % l'empreinte carbone. Les travaux consistent à réaliser des tranchées par dragage, d'y déposer les câbles et de refermer par des matériaux de carrière. Les mesures d'accompagnement sont principalement axées sur la protection de l'environnement marin car une partie des travaux est proche d'une réserve naturelle marine importante (la zone de Marawa), abritant des dugongs et des tortues marines. Un modèle d'agitation a par exemple permis de calculer les déplacements d'eaux turbides et de positionner des rideaux sous-marins limitant la propagation de ces eaux, protégeant ainsi les herbiers et coraux. Un suivi de la qualité des eaux se fera tout au long du chantier par l'utilisation de bouées mesurant la turbidité en temps réel, et par des prélèvements d'eau à intervalle régulier pour analyse en laboratoire : en cas de turbidité excessive, les travaux en mer seront limités jusqu'à retour d'une turbidité normale.

3.4.1.2.4 Les nouveaux outils de financement participatif renforcent la relation aux parties prenantes

Depuis 2015, date de la première collecte, EDF Renouvelables a lancé 60 collectes d'investissement participatif permettant de lever plus de 9 millions d'euros destinés, via 4 944 citoyens, à financer des projets solaires et éoliens. Ce mode de financement s'intensifie et sur la seule année 2022, 19 collectes ont été lancées par EDF Renouvelables, en partenariat avec des opérateurs de crowdfunding, permettant de lever plus de 2 millions d'euros, sur la base de 1 414 investisseurs.

En Belgique, après le succès de Luminus Wind Together, sa première initiative de financement participatif de parcs éoliens, Luminus a lancé Lumiwind, une coopérative qui permet au grand public et aux riverains de parcs éoliens d'investir dans la transition énergétique. À fin 2022, Lumiwind comptait 2 180 membres, dont 460 nouveaux ayant souscrit 71 249 parts dans l'année.

3

3.4.1.3 L'indicateur clé de performance du Groupe

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

Pour les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place le dialogue et la concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

L'indicateur clé de performance du Groupe concerne la part annuelle de ces projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée. Cela signifie concrètement et *a minima* que chaque projet concerné a initié ou mis en place une stratégie de dialogue et concertation et que les différentes parties prenantes (en particulier les communautés locales et autochtones) sont prises en compte, des mesures spécifiques pouvant avoir été prises pour répondre à leurs attentes.

En 2022, l'indicateur s'établit à 100 % des projets entrant dans le champ des critères définis.

Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée (en %)

3.4.2 Développement territorial responsable

Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, à la fois en termes d'emploi locaux, d'achats locaux de création de valeur économique, et fiscale. Le groupe EDF s'engage aussi en matière de développement d'énergies bas carbone et d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

3.4.2.1 Contribution au développement par l'emploi : l'empreinte emploi

L'empreinte emploi d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (salariés EDF, voir section 3.3.3.9 « Détail des effectifs du Groupe »), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés et des fournisseurs, et emplois induits par les impôts et taxes). Les salariés d'EDF, mais aussi les salariés de la chaîne de fournisseurs consomment une partie de leur salaire sur le territoire, et payent des impôts et taxes.

3.4.2.1.1 Étude globale

Un emploi direct génère 4,2 emplois indirects et induits

Par ses emplois locaux, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels il opère. L'étude menée en 2022 montre que 325 200 emplois (dont 62 000 emplois directs) sont soutenus par EDF. L'effet de levier est stable par rapport à l'année passée : sur l'ensemble du territoire français, un emploi direct génère 4,2 emplois indirects et induits sur le territoire, soit environ 1,1 % des emplois français soutenus par EDF

3.4.2.1.2 Études sur l'empreinte emploi des centres nucléaires de production d'électricité

Étude régionale avec l'INSEE

EDF a engagé une démarche partenariale avec les directions régionales de l'INSEE, afin de produire des études publiques caractérisant l'empreinte socio-économique des centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) et plus largement de l'activité nucléaire sur leurs territoires. Pour la région Centre-Val de Loire, l'activité nucléaire d'EDF génère un total de 11 800 emplois : 6 200 emplois directs liés aux sites de production (95 % en CDI), 2 300 emplois indirects liés aux commandes adressées aux fournisseurs localisés de la région et 3 300 emplois induits par les dépenses de consommations des personnes occupant les emplois précédents et de leurs familles.

3.4.2.1.3 Focus sur les métiers de l'hydraulique

Simulateur de retombées economiques territoriales

EDF Hydro a mis au point un simulateur de retombées économiques territoriales (SIRET) qui permet, par une simulation entrées-sorties, l'estimation du contenu en emplois indirects et induits des achats réalisés. Ainsi, sur la base d'un flux d'achats de 458 millions d'euros réalisés en 2022 en direction du tissu économique français, l'évaluation fait état de 4 495 emplois indirects [(1)], dont 2 650 de rang 1, et 1 845 de rang 2 à n.

3.4.2.1.4 Focus sur les métiers de la clientèle

Maintien des bassins d'emplois

EDF est devenue dès 2021 le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » [(2)] mise en place par l'Association Française de la Relation Client (AFRC) et l'Association Pro France. Cela représente 6200 conseillers clients, salariés et partenaires externes, au service des particuliers, professionnels, industriels et collectivités.

3.4.2.2 Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe. Elle a été validée en 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2022, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country by country* reporting) des données de l'exercice 2021, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

3.4.2.2.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Cette politique doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. L'ensemble du personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités. Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place des outils, les reporting et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du *cash* fiscal [(3)], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (détenue à 100 % par EDF), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (détenue à 100 % par EDF), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Terenco I et II (détenue à 100 % par Framatome), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.4.2.2.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2022, le groupe EDF a supporté une charge de 3 162 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en diminution de 168 millions d'euros par rapport à 2021.

Taux effectif d'impôt

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 927 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %, contre (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %.

La variation de la charge d'impôt de 5 327 millions d'euros entre 2021 et 2020 est analysée en section 5.5.5 « Impôts sur les résultats ». Le détail des impôts sur le résultat payé dans l'ensemble des pays des filiales du Groupe est disponible dans le Pack ESG publié sur le site edf.fr [(4)].

Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 1 282 millions d'euros contre 2 276 millions d'euros en 2021.

Impôts locaux

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 700 millions d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

(1) Voir aussi la section 1.4.1.3.1.4 « Les enjeux de la production hydroélectrique ».
(2) Voir aussi la section 3.1.4.1.4 « La qualité de service, un gage de confiance ».
(3) *Cash* fiscal : impôt décaissé.
(4) edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/rapports-et-indicateurs/indicateurs-extra-financiers/indicateurs-esg

3.4.2.3 Contribution au développement par les achats

EDF s'adresse chaque année à environ 11 000 fournisseurs. La Direction des Achats Groupe (DAG) gère les achats d'EDF, hors achats de combustibles, et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente 8,3 milliards d'euros de commandes en 2022 (7,9 milliards d'euros de commandes en 2021), hors fournisseurs appartenant au groupe EDF, avec la répartition suivante : 5 milliards d'euros en achats d'ingénierie et de production, 2 milliards d'euros en achats tertiaires et de prestations et 1,3 milliard d'euros en achats d'informatique et télécom. En 2022, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 11,7 % du montant total de ses commandes (hors combustible) et les dix premiers fournisseurs représentent 18,4 % de ce montant. Il s'agit par ordre alphabétique de : Assystem Engineering and Operation Services, Cap Gemini Technology Services, Demathieu Bard Construction, ENDEL, GE Steam Power Service France, GE Steam Power System, Monteiro, Onet Technologies TI, Orano DS Démantèlement et Services, et Westinghouse Électrique France.

Les fournisseurs sont considérés comme stratégiques via un critère de non-substituabilité et à raison du volume d'achats. EDF suit également le taux de dépendance des fournisseurs et mène les actions de surveillance adaptées.

Le développement volontaire des synergies industrielles entre les entités d'EDF renforce la cohérence du Groupe dans ses relations avec les fournisseurs et prestataires. C'est, par exemple, le cas dans les achats éoliens pour lesquels Luminus et EDF Renouvelables coopèrent, mais aussi en matière hydraulique, nucléaire, thermique, réseau haute tension (HTB), ou achats tertiaires et IT pour lesquels la presque totalité des filiales en Europe partagent des contrats-cadres d'EDF.

3.4.2.3.1 Part des achats à l'échelle territoriale

3.4.2.3.1.1 Création de valeur dans les territoires

La politique fournisseurs groupe EDF privilégie l'ancrage local et la création de valeur dans les territoires [1]. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe.

En 2022, dans le cadre des consultations, la Direction des Achats Groupe (DAG) continue à inciter ses fournisseurs de 1er rang à faire appel à des fournisseurs locaux, tout en respectant les exigences de la directive européenne 2014/25/UE, à l'occasion de marchés de travaux ou de prestations sur les sites de production d'électricité. À titre d'illustration, en juin 2022, la Direction des Achats Groupe a signé une convention-cadre avec Néopolia, constituées de 240 PME des Pays de la Loire qui se sont regroupées dans une SAS pour pouvoir répondre à des appels d'offres de grandes entreprises. Cette convention permet à la fois, d'ouvrir des perspectives pour des entreprises qui, seules, ne pourraient pas accéder à un gros client comme EDF, et d'élargir le panel de fournisseurs de EDF à des PME expertes dans leur domaine.

Dans la continuité des années passées, la DAG participe aux programmes et événements de l'association Pacte PME, comme Destination RSE, et Destination ETI 360 avec le GIFEN. Elle conduit des actions de sensibilisation des PME aux contrats et habilitations nécessaires pour postuler à des marchés du groupe EDF et met en relation ces PME avec les métiers et filiales intéressées. Elle accompagne également les métiers pour favoriser l'accès des entreprises du territoire aux chantiers d'EDF ou pour mobiliser autour des appels d'offres du Grand Carénage : Journée d'affaires du secteur nucléaire à Dampierre, présentation des contrats EPR2 à Penly…

À titre d'exemples récents :

Centrale d'Hinkley Point C

Grâce à une collaboration continue avec les partenaires locaux, le projet Hinkley Point C (HPC) a généré 4,1 milliards de livres sterling de dépenses directes pour les entreprises locales à ce jour, soit 2,6 milliards de livres sterling en avance sur l'objectif. Plus de 4 000 entreprises locales sont enregistrées sur le portail des fournisseurs HPC avec environ 1 400 entreprises locales engagées. Ces entreprises reçoivent un soutien actif et sont introduites dans des modules de travail adaptés à leurs compétences. La valeur économique totale de la chaîne d'approvisionnement régionale devrait atteindre plus de 5 milliards de livres sterling d'ici la fin du projet, constituant un élément essentiel de l'héritage économique à long terme du HPC. Les entreprises locales bénéficient ainsi d'opportunités de croissance et de développement de compétences, renforçant leur expertise lors de prochains projets à faible émission de carbone.

Reconstruction suite à la tempête Alex

Suite à la tempête Alex, EDF Hydro a fait le choix de reconstruire les aménagements hydroélectriques qui correspondent à la consommation annuelle en électricité de 357 200 personnes et 278 MW de puissance installée. La contribution d'EDF à la vitalité de ces territoires est également maintenue dans les vallées (soit 220 personnes présentes à 80 % en zones rurales).

Flamanville

Le 7 juillet 2022, l'État, EDF, les représentants de collectivités et les bénéficiaires d'actions menées dans le cadre du programme « Grand Chantier » ont acté la réalisation de 58 projets d'infrastructures depuis 2008 pour 123 millions d'euros, dont 30 millions portés par EDF ; il s'agit aussi de milliers de salariés formés, embauchés et accompagnés, et d'une trentaine de projets d'entreprises soutenus, accompagnant ainsi le territoire du Cotentin depuis quatorze ans.

Les projets financés ont par exemple permis de sécuriser les axes routiers empruntés par les salariés et faciliter l'accueil des salariés d'entreprises partenaires en déplacement, grâce à la construction ou la rénovation d'habitations. De nombreux projets liés à l'enfance, le sport et la santé ont vu le jour tels que la construction d'une crèche ou la création d'un pôle santé qui accueille désormais plus de 20 professionnels de santé.

Côté développement économique, trois zones d'activités ont été ou sont en cours d'aménagement : Armanville à Valognes, les Costils à Les Pieux et le Coignet à Sideville.

Sur le volet emploi et formation, la mise en place dès 2007 d'une équipe emploi formation dédiée à l'EPR, initiée par l'État et EDF, a permis d'obtenir des résultats très satisfaisants en termes de placement et de sécurisation des parcours professionnels. 93 % des offres d'emploi ont été satisfaites plaçant la part de la main-d'œuvre locale à plus de 50 % dès le démarrage du chantier de l'EPR : 1400 demandeurs d'emploi locaux ont été formés et recrutés, 75 % des salariés en CDD/CDIC ou Intérim sortis du chantier ont pu poursuivre leur activité professionnelle soit par une formation, une reconversion ou par un recrutement au sein d'entreprises de la filière du nucléaire ou du territoire.

3.4.2.3.1.2 Achats solidaires

La politique fournisseurs, qui favorise de longue date la relation aux PME, incite à recourir au secteur adapté et protégé (STPA) et aux structures d'insertion par l'activité économique (SIAE). EDF use pleinement des possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs. En 2022, les achats d'EDF au secteur solidaire sont de 15,5 millions d'euros. En mars 2022, EDF a organisé, en partenariat avec le réseau GESAT, un webinaire pour toute la DAG consacré aux achats responsables. Par ailleurs, en mars 2022 également, et pour la première fois, le groupe EDF a réuni les acteurs du secteur ordinaire et du secteur protégé lors d'un speed meeting « achats solidaires » permettant à ces derniers de se rencontrer afin de répondre en co-traitance à des appels d'offres. Dans le cadre de ses accords handicap, EDF tisse des relations fortes avec les ESAT et EA de la filière espaces verts [2]. Pour Enedis les prestations vont par exemple du nettoyage des vêtements de travail aux prestations de cartographie ou de centres d'appels de relation clients.

	2020	2021	2022
Achats solidaires EDF (STPA et SIAE)	13,8	15,6	15,5

(1) Voir la section 3.4.2.4.1 « Dynamisation du tissu économique, social et humain ».
(2) Voir section 3.3.3.4 « Ancrage handicap ».

3.4.2.3.1.3 Indicateur clé de performance du Groupe

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

En termes d'achats aux PME situées en France, l'objectif est fixé à hauteur d'une fourchette comprise entre 22 % à 26 % des achats réalisés par EDF et le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis [2].

La valeur 2022 s'établit à 23,2 %, conforme à l'objectif poursuivi.

Taux annuel d'achats à des PME en France (en %)

3.4.2.3.2 Relations durables et équilibrées

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement. Elle est structurée par la Direction des Achats Groupe (DAG) qui fixe le cadre général et anime la filière Achats dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux.

3.4.2.3.2.1 Renforcement de la qualité des relations avec les fournisseurs

Responsable Fournisseur Stratégique

Dans le cadre de sa réorganisation entérinée fin 2020, la DAG a créé de nouveaux emplois en vue de renforcer la qualité des relations avec ses fournisseurs. Parmi ces nouveaux métiers, le Responsable Fournisseur Stratégique est l'interlocuteur privilégié de la quarantaine de fournisseurs stratégiques identifiés. Il construit une relation de confiance, favorise l'alignement stratégique entre les entités du groupe EDF et ses fournisseurs, facilite la mise en place de partenariats de productivité et d'innovation dans une relation gagnant/gagnant. La relation avec les autres fournisseurs est prise en charge par les Responsables de Catégorie d'Achats.

Charte Fournisseurs et Achats Responsables

En décembre 2021, le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, a signé la Charte « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » en présence de la ministre déléguée auprès du ministre de l'Économie, des Finances et de la Relance, dans le cadre de l'édition 2021 du World Nuclear Exhibition. Réactualisée en octobre 2022, cette Charte valorise la qualité de la relation entre clients et fournisseurs ainsi que les valeurs de solidarité, d'éthique et de confiance [2]. La Direction des Achats Groupe est par ailleurs contributrice au sein du comité de suivi de la charte de la filière nucléaire piloté par l'État et le Comité Stratégique Filière Nucléaire (CSFN).

Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR)

En novembre 2022, la revue annuelle de suivi a confirmé le label RFAR, renouvelé en novembre 2021 pour une durée de 3 ans. Sous l'égide du ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance, le comité d'attribution du label avait renouvelé en 2021 sa confiance à EDF, en lui attribuant, pour la 3e fois consécutive, le Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RFAR). Obtenu pour la première fois en 2015, ce Label, adossé à la norme ISO 20400 distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs.

3.4.2.3.2.2 Politique Fournisseurs

La nouvelle politique fournisseurs, adoptée fin 2021, remplace la Politique Achats Groupe et met l'accent sur l'engagement du Groupe à maintenir un partenariat solide et durable avec ses fournisseurs. Elle décline la raison d'être du Groupe et les engagements RSE sous l'angle des achats responsables, du recours aux secteurs adapté et protégé, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs. La démarche d'achats responsables demeure un pilier de cette politique avec l'inclusion systématique de clauses en matière environnementale, sociale et de droits humains dans les marchés.

Dans la mise en œuvre des contrats d'achat, la Direction des Achats Groupe veille au maintien de l'équité financière à l'égard des fournisseurs, notamment par le respect des délais de paiement et des actions d'analyse et de structuration de prix. Chaque acheteur signe obligatoirement un engagement déontologique qui rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

3.4.2.3.2.3 Ecoute, dialogue et partenariats

Dans une perspective d'amélioration continue, EDF écoute, dialogue et entretient des relations de partenariat en matière d'achats responsables.

Partenaires

EDF adhère et contribue aux travaux du Conseil National des Achats, de l'Observatoire des Achats responsables (OBSAR), de l'association Pacte PME.

Dans le domaine du nucléaire, EDF préside le Comité Stratégiques de la Filière Nucléaire (CSFN) qui regroupe les Grands donneurs d'ordre, les industriels, les organisations syndicales représentatives de la filière, les associations professionnelles ainsi que l'État. L'un des projets principaux identifiés par le CSFN consiste à structurer la Supply Chain et la démarche d'innovation au sein de la filière nucléaire. EDF est également associé au Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN), mis en place en juin 2018 parallèlement à la création du CSFN, et qui regroupe les grands donneurs d'ordre (CEA, EDF, Framatome, Orano et Andra), 24 industriels majeurs de la filière et les quatre associations nationales préexistantes (GIIN, AIFEN, PFME et FAIF).

Une convention de partenariat relie depuis quinze ans EDF et le réseau GESAT, réseau national des prestataires du Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) qui facilite le contact entre les entreprises de ce secteur et les donneurs d'ordre. EDF participe également au Comité Stratégique de la Filière des Nouveaux Systèmes Énergétiques qui fédère les acteurs intervenant dans les domaines suivants : les énergies renouvelables, le stockage, l'efficacité énergétique, la décarbonation et les réseaux.

(1) Enedis est une filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion.
(2) EDF est l'un des premiers signataires de la charte relations fournisseurs responsables.

Écoute

En 2022, dans le cadre du Plan Excell, une enquête a été réalisée pour la 3e fois auprès des fournisseurs de la filière nucléaire afin d'identifier les leviers d'amélioration de la relation et des pistes d'optimisation pour renforcer l'engagement de nos fournisseurs. Les résultats attestent d'une amélioration de la relation entre EDF et ses fournisseurs suite aux différentes mesures mises en place et notamment la création des postes de Responsable Catégorie d'Achat et de Responsable Fournisseur Stratégique au sein de la Direction des Achats.

EDF a participé à l'enquête de l'Observatoire 2021 de l'association Pacte PME qui évalue la qualité de la relation entre les grands donneurs d'ordre et les PME. La satisfaction est en hausse sur l'ensemble des thèmes par rapport à la précédente enquête en 2019.

Dialogue au plus près des sites

Dans chaque pays, pour nourrir le dialogue, promouvoir le développement de relations entre les fournisseurs d'EDF et les entreprises locales, la montée en compétences de ces entreprises, les entités animent des forums réguliers ou des dispositifs spécifiques tels que les agences « Une rivière, un territoire » au service du développement économique des territoires qui accueillent ses installations hydroélectriques, le Salon à l'Envers à Cattenom, ou le séminaire « Sourcing et mise en relation titulaires et sous-traitants locaux » avec la CCI Ardèche et la centrale de Cruas.

Pédagogie

À la suite de l'audit AFNOR ISO 14 001 de la Direction du Combustible Nucléaire (DCN), un *e-learning* présentant les enjeux environnementaux de la DCN a été créé, afin de donner aux collaborateurs de la DCN les moyens de challenger les fournisseurs et prestataires sur les thématiques Environnement et Biodiversité. L'objectif était de concevoir une solution pédagogique de courte durée, adaptable et pérenne afin de sensibiliser sur toutes les étapes du cycle du combustible (vision d'ensemble) et de transmettre un message fort : « Nous sommes responsables de l'impact environnemental des activités des fournisseurs ».

3.4.2.3.2.4 Processus achats responsables

Les engagements et obligations du Groupe en matière d'achats responsables sont intégrés à chaque étape du processus achats y compris en amont, lors de la qualification des fournisseurs, ainsi qu'en phase de préparation des appels d'offres.

Principes

Engagements du fournisseur via :

- la validation d'un engagement de conformité de la totalité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres) ; cet engagement couvre les thématiques suivantes : la corruption, le blanchiment, le financement du terrorisme, la conformité aux sanctions internationales, l'absence de conflit d'intérêts. Les soumissionnaires s'engagent à se conformer aux exigences relatives à la loi sur le Devoir de vigilance : respecter les droits humains et les libertés fondamentales des personnes, garantir la santé et la sécurité au travail des personnes, protéger l'environnement, respecter la réglementation sociale et environnementale applicable à ses activités ;
- l'intégration de critères RSE dans les marchés, en intégrant des critères spécifiques au cahier des charges en fonction des risques identifiés sur chaque type de marché, ou pour répondre aux ambitions RSE du Groupe, comme le recours au secteur adapté et protégé, l'ancrage territorial ou l'intégration des PME dans le panel fournisseurs ;
- le développement de Partenariats Productivité (voir la section 3.4.2.3.2.8) ;
- l'intégration systématique d'une Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés mise à jour en décembre 2022. Cette mise à jour se réfère à la raison d'être du Groupe et aux engagements pris par le groupe en matière de RSE, et renforce la prise en compte du devoir de vigilance ;
- l'intégration d'une clause RSE dans les Conditions Générales d'Achat ;
- la surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3 « Surveillance des fournisseurs »).

Renforcement sur les enjeux climatiques et les ressources naturelles

En mai 2022, en déclinaison de la raison d'être, la Direction des Achats Groupe (DAG) décide de se renforcer et se structurer sur les enjeux climatiques et ressources naturelles au travers de ses achats, avec les prescripteurs et les fournisseurs, pour diminuer les émissions de carbone et préserver les ressources naturelles. Ce Plan Achats Durables, porté par la DAG, en collaboration avec de nombreuses entités EDF s'articule autour de 3 objectifs :

- intégrer les enjeux de durabilité dans nos achats, en lien avec les prescripteurs en raisonnant notamment en coût de cycle de vie ;
- mettre en place une démarche incitative sur les aspects carbone et ressources vis-à-vis des fournisseurs ;
- mobiliser les femmes et les hommes de la DAG sur ces enjeux clés.

Les travaux de 2022 ont d'ores et déjà permis :

- d'identifier les catégories d'achats prioritaires sur lesquelles axer les mesures dans un premier temps ;
- de sensibiliser les acheteurs de ces catégories prioritaires ;
- de tester un outil d'évaluation simplifié des émissions de gaz à effet de serre d'un dossier achat ;
- d'établir un tableau de bord comprenant des objectifs chiffrés.

Suite à l'adoption d'un plan de sobriété énergétique interne par EDF, la Direction des Achats Groupe a entrepris d'accompagner les fournisseurs du Groupe dans la réduction de leur consommation. À ce titre, un espace Sobriété Énergétique a été ouvert sur le site EDF dédié aux fournisseurs et une communication a été envoyée à ces derniers en octobre 2022. Ce courrier incitait notamment les fournisseurs à mettre en place des partenariats productivité permettant d'optimiser les ressources et diminuer les consommations en énergie. [1]

Renforcement sur les enjeux de santé sécurité

Suite au COMEX du 21 mars 2022, il a été décidé que dans chaque métier, un niveau élevé d'exigences santé sécurité doit être un incontournable dans la sélection des entreprises et que cette exigence doit être renforcée dans toutes les étapes de l'acte d'achat. Pour ce faire, une approche a été élaborée par enjeux santé sécurité fondée par catégories d'achats permettant d'identifier les catégories les plus exposées (la maintenance de machines tournantes par exemple) afin d'intégrer les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique.

3.4.2.3.2.5 Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement les dispositifs décrits dans le chapitre précédent, les grandes directions ou grandes filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques. Un Groupe de travail se réunissant deux fois par an permet à chaque entité de partager ses démarches achats responsables et ainsi de pouvoir travailler avec d'autres entités sur des sujets spécifiques. En 2022, le Groupe de travail a abordé les sujets suivants : le Plan Achats Durables de la Direction des Achats d'EDF, les outils mis à disposition en matière d'achats responsables d'EDF R et les retours sur les questionnaires Droits humains adressés aux fournisseurs.

Ainsi, la Division de la Production Nucléaire (DPN) demande à ses fournisseurs de s'engager à respecter la « Charte de progrès pour un nucléaire exemplaire et performant » et le cahier des charges social du Comité stratégique de la filière nucléaire.

EDF Renouvelables

Les achats responsables chez EDF Renouvelables reposent sur deux piliers.

Le processus de qualification des fournisseurs est effectué en deux temps. D'abord, une phase de collecte d'informations (*request for information*) durant laquelle les fournisseurs répondent à une liste de questions et fournissent des documents sur leur management environnemental et sociétal, incluant des informations relatives aux Droits de l'Homme (politiques, codes de conduite, engagements, procédures, gestion de la supply chain et éventuelles sanctions). Suite à cette première étape de la qualification, ils seront alors audités pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF R.

Le second pilier des Achats Responsables concerne les clauses contractuelles. En signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF Renouvelables et à les appliquer à leurs propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.

(1) edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/espace-fournisseurs/accueil/sobriete-energetique

Framatome

La Direction Supply Chain de Framatome prend en compte la RSE tout au long du processus achat Framatome, depuis les cahiers des charges et la définition de certains panels fournisseurs jusqu'à la contractualisation. Framatome intègre à ses cahiers des charges et à ses contrats les documents « Engagements Ethiques de Framatome » ainsi que les « Engagements de Développement Durable applicables aux fournisseurs » qui définissent des principes que les fournisseurs doivent respecter.

En ce qui concerne les Conditions Générales d'Achat de Framatome, celles-ci contiennent une clause relative à la Responsabilité Sociétale des Entreprises. La Direction Supply Chain a défini un plan d'actions sur la RSE contenant 9 actions à déployer dans les cahiers des charges, les contrats et les plans de progrès de certains marchés.

Framatome travaille avec l'Afnor pour la mise en place d'évaluation RSE auprès des fournisseurs répondant à la cartographie des risques. Framatome est signataire de la charte « Relations Fournisseurs & Achats Responsables » et a nommé un médiateur qui prend en charge les sujets en relation avec la Médiation de la république.

Edvance

Depuis 2020, Edvance exige que chacun de ses fournisseurs évalue ses performances RSE sur la plateforme mondiale Ecovadis. Edvance se réserve le droit de ne pas référencer un fournisseur qui obtiendrait une notation insuffisante sur cette plateforme. 88 % de ses fournisseurs sont « médaillés » dans le référentiel RSE de la plateforme. En outre, Edvance fait signer dans ses contrats une clause d'adhésion à la Charte des Nations Unies ainsi une clause relative à l'éthique et conformité

Edison

Edison a mis en place un nouveau processus de qualification de ses fournisseurs fondé sur l'utilisation de critères ESG à renseigner par les fournisseurs comprenant, par exemple en matière de certifications ISO 26000 « Responsabilité sociétale », AA1000 « *Accountability*", ISO 30415 Diversité et inclusion et ISO 20400 « Achats responsables ». De plus, dans cette liste, sont intégrées des questions liées aux objectifs des fournisseurs en termes de durabilité et de calcul de l'empreinte carbone.

Dans ses appels d'offres et ses contrats, Edison insère des critères sociaux et environnementaux, notamment quant à la gestion des déchets et l'utilisation des produits chimiques. Les fournisseurs s'engagent à répliquer ces engagements auprès de leurs sous-traitants et à communiquer à Edison toute information utile quant au respect de la protection de l'environnement sur la chaîne de valeur. Il en va de même au plan social, le contractant devant respecter les principes et droits fondamentaux. Edison se réserve le droit de vérifier que les conditions de travail sur les chantiers des contractants, sous-traitants et de ses fournisseurs ne sont pas contraires aux principes sur lesquels Edison est engagé (principes et droits fondamentaux définis par la Déclaration universelle des droits de l'homme des Nations Unies, Pacte mondial des Nations Unies, Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne,…).

En 2022 se sont tenues les rencontres autour de « La durabilité dans la chaîne d'approvisionnement : une valeur partagée avec le territoire ». Il s'agit pour Edison d'impliquer l'ensemble de l'écosystème des parties prenantes de sa chaîne d'approvisionnement (fournisseurs, partenaires, acheteurs et collègues des unités commerciales de l'entreprise) sur les questions de durabilité en cohérence avec les visions territoriales. En 2022, une série d'entretiens a été initiée auprès d'un groupe de 100 fournisseurs en vue d'enquêter sur les possibles améliorations ESG de la chaîne d'approvisionnement.

Luminus

Luminus prend systématiquement en compte les critères RSE lors de ses appels d'offres. Depuis 2020, un questionnaire RSE est intégré à chaque appel d'offres via une plateforme d'achat. Les critères RSE concernent notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.

Dalkia

Dalkia refond actuellement sa démarche Achats responsables en développant une cartographie des risques de ses achats au travers de 4 catégories de risques : Environnement, Droits humains, Santé-sécurité et éthique des affaires.

EDF UK

EDF au Royaume-Uni procède également à une évaluation des risques liés à l'esclavage moderne et s'assure que des moyens de prévention soient mis en place (voir section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »).

3.4.2.3.2.6 Formation des acteurs de la filière achats

Les acheteurs sont sensibilisés à l'importance de la démarche achats responsables au travers, notamment, de leur cursus de formation. En effet, chaque nouvel acheteur intégrant la Direction des Achats Groupe suit un parcours de formation appelé « PASS ACHETEUR », au cours duquel, lui sont présentés les grands principes des achats responsables. Par ailleurs, en novembre 2022, un *e-learning* « achats responsables » a été finalisé, il est désormais disponible sur la plateforme de formation d'EDF, permettant de couvrir un plus large public.

3.4.2.3.2.7 Offres d'affacturage inversé collaboratif

Le groupe EDF propose à ses fournisseurs l'affacturage inversé collaboratif qui leur offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d'échéance contractuelle, cela dès l'émission du bon à payer par EDF [1].

	2020	2021	2022
Nombre de fournisseurs bénéficiaires	692	718	726
Montants concernés *(en millions d'euros)*	1 183	2 857	3 357

3.4.2.3.2.8 Partage des gains

La Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité ». Le but est d'améliorer la performance opérationnelle du contrat grâce à la coopération étroite entre EDF et ses fournisseurs. Cette performance génère des gains partagés, qui peuvent être financiers, organisationnels ou techniques, incluant parfois une dimension RSE.

À titre d'exemple en 2022, le titulaire d'un marché d'entretiens d'espaces verts de deux CNPE a mis en place, *a posteriori*, une technique d'éco-pâturage, méthode naturelle et plus respectueuse de l'environnement, conduisant ainsi à la réduction des déchets verts, de l'usage de désherbants et d'engins mécaniques.

Partenariats productivité	2020	2021	2022
Gains de productivité au périmètre EDF *(en millions euros)*	44,1	55,2	51,4

(1) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

3.4.2.3.2.9 Médiateur d'entreprise et dispositif d'alerte

- Le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise depuis 2010 qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit via son site Internet, soit par voie postale [1], recours indiqué sur les Conditions Générales d'Achat et sur le portail achat du Groupe.
- Comme toutes les parties prenantes, les fournisseurs peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe [2].

3.4.2.3.3 Surveillance des fournisseurs [3]

3.4.2.3.3.1 Identification des risques RSE

Les évaluations permettant de s'assurer du respect des engagements RSE par les fournisseurs font l'objet d'une priorisation fondée sur la cartographie des risques au périmètre des achats pilotés par le Direction des Achats Groupe. Cette surveillance prend la forme d'audits documentaires ou réalisés sur place. La priorisation de ces audits repose principalement sur une cartographie des risques qui couvre la totalité des catégories d'achats d'EDF, au périmètre des achats pilotés par la Direction des Achats Groupe.

Renforcement de la cartographie des risques fournisseurs

En 2020, la DAG a renforcé la performance de son analyse des risques, mise en place notamment conformément à la loi sur le Devoir de vigilance. Cette méthodologie prend en compte tous les volets de la RSE (environnement, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité). Elle permet, *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur. Cette analyse de risques couvre la totalité des catégories d'achat couvrant environ 11 000 fournisseurs.

3.4.2.3.3.2 Niveau de risques RSE

Par catégorie d'achat, les risques bruts et les risques résiduels [4] sont évalués sur une échelle de 1 à 4 : risque limité, significatif, majeur ou critique. L'évaluation des risques est fondée sur les activités des fournisseurs, leur localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Les parades mises en place en amont de la contractualisation, les clauses contractuelles, ainsi que la surveillance des contrats permettent de sécuriser le risque résiduel sur les catégories évaluées.

Des risques résiduels majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classées à risque « résiduel majeur », 50 % à risque « résiduel significatif » et 35 % à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant le risque « droits humains » en lien avec la *supply chain* ;
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru ;
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Plus de 97 % des achats sont réalisés en France, 98,4 % en Europe et 99,4 % si on inclut les pays européens hors Union européenne (notamment Suisse et UK). Les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ont été précisés dans la cartographie des risques, sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande. C'est également le cas des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

3.4.2.3.3.3 Évaluations internes des prestations

La surveillance des fournisseurs, qui intègre un volet RSE, débute par l'évaluation interne des prestations. Elle est principalement assurée par le métier ou le *contract* management, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

	2022
Nombre d'évaluations internes des prestations	~12 800
Nombre de fournisseurs évalués	~2 300

Audits documentaires (RSE)

Renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseurs et les besoins des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution.

En 2022, la Direction des Achats Groupe a poursuivi la campagne d'audits documentaires RSE portant sur les Droits Humains. Ont été questionnés les fournisseurs relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, de l'électronique, du contrôle-commande et des matériels IT.

Toujours dans une approche de maîtrise des risques, des fournisseurs relevant de catégories à risque RSE résiduel majeur ont été questionnés (déménagement, gestion documentaire, manutention dans les prestations tertiaires). Depuis 2020, 91 % des catégories à risque résiduel majeur ont fait l'objet d'une campagne d'audits. En parallèle, des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (travaux acrobatiques, robinetterie, chaudronnerie).

À fin 2022, 3 200 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont plus de 1 200 ont été contrôlés. En 2022, les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 34 % des questionnaires contrôlés. La majorité des questionnaires contrôlés en 2022 est issue de deux campagnes ciblées :

- campagne Droits Humains : ce sujet peut être davantage pris en compte par les entreprises questionnées, en particulier dans les TPE/PME ;
- campagne Hébergement : l'essentiel du panel d'entreprises interrogées est constitué d'établissements de petite taille, qui n'ont pas toujours les ressources pour formaliser et mettre en œuvre les politiques RSE adoptées par leurs maisons mères.

En 2022, EDF a utilisé les résultats de la campagne Hébergement afin de mettre en lumière les fournisseurs du secteur les plus vertueux. En effet, l'outil de réservation des voyages professionnels d'EDF à destination des utilisateurs rend désormais visible les établissements hôteliers avec des scores RSE satisfaisants.

Ces campagnes d'audits permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Des audits sont également menés par d'autres sociétés, par exemple chez Dalkia (2 932 audits en 2022).

	2022
Nombre d'évaluations documentaires contrôlées ou en cours de contrôle	237

Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelables a déployé en 2021 un questionnaire dédié aux Droits humains destinés à ses fournisseurs.

(1) mediateur.edf.fr | ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).
(2) edf.fr/edf/dispositif-alerte-groupe
(3) Cette surveillance s'exerce dès la qualification des fournisseurs. À titre d'exemple, EDF Renouvelables évalue ses fournisseurs d'équipements stratégiques éoliens et solaires dans ses processus de qualification qui comportent des critères sur l'ensemble des champs de la RSE.
(4) Les risques résiduels sont ceux persistants après mise en place de parades.

Audits RSE sur place diligentés par la Direction des Achats Groupe

Le scope de ces audits couvre l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementales, sociales et éthiques (notamment du point du vue des droits humains). Un audit qualité a également été réalisé en 2022. Les audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants. Les audits RSE sont déclenchés sur la base de la cartographie des risques fournisseurs, et du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats avec le concours des entités métiers.

	2022
Nombre d'audits RSE sur place diligentés par le Direction des Achats Groupe	37
Part des audits réalisés hors de France *(en %)*	54

33,5 % des audits finalisés ont eu un résultat « satisfaisant », 58,5 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 8 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs ainsi qu'à la programmation d'audits de suivi le cas échéant.

Campagne d'audits « vêtements de travail »

En 2021, une large part d'audits RSE avait été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités avaient conduit à l'exclusion de la supply chain du fournisseur postulant. En 2022, ce sont les sous-traitants déclarés des chaînes secondaires des titulaires retenus en 2021 qui ont été audités. Seuls les sous-traitants ayant obtenu un résultat « satisfaisant » ou « acceptable » peuvent figurer dans la chaîne d'approvisionnement secondaire. Les résultats de cette campagne montrent une amélioration de la prise en compte des impacts environnementaux et sociétaux, notamment par rapport à la campagne similaire initiale qui avait eu lieu en 2014. Un seul résultat « Insuffisant » a été obtenu. Plusieurs entreprises marquent leur volonté de minimiser leur impact environnemental : certification OEKO-TEX privilégiée ou obtenue, diminution de l'utilisation de produits chimiques, maîtrise énergétique…

Audits réalisés sur les autres catégories d'achats

En amont d'un appel d'offres portant sur la fabrication de tuyauterie en PRV, les soumissionnaires potentiels ont été audités afin de valider la conformité de leurs pratiques aux prérequis minimaux attendus en matière de RSE. En cas de résultat non satisfaisant ou insuffisant, un plan d'actions est demandé ; le cas échéant, un audit de contrôle est également exigé avant l'attribution du marché.

Toutes catégories d'achats confondues, les résultats globaux 2022 font état dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. On relève également une meilleure prise en compte de l'impact environnemental : compensation carbone, recours à l'économie locale, présence d'indicateurs/objectifs RSE. En revanche, plusieurs entreprises auditées n'avaient pas de code éthique ou de politique de lutte contre la corruption. L'autre point de progrès porte toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la *supply chain* des titulaires eux-mêmes, même si quelques bonnes pratiques ont été identifiées cette année. Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

En termes d'organisation, l'année 2022 a été marquée par des reports ou annulations d'audits, à la suite du contexte géopolitique (crise russo-ukrainienne, instabilité en Birmanie, pandémie en Chine en fin d'année).

3.4.2.3.4 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

3.4.2.3.4.1 Chaîne d'approvisionnement charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un actif promoteur de *Bettercoal*, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. *Bettercoal* réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux.

La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits de l'homme et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement.

JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de *Bettercoal*, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2022, 24 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative *Bettercoal*, 28 % d'exploitants nord-américains et 48 % d'autres producteurs dans le monde. Cette baisse est notamment due à la suspension des importations en provenance de Russie et au recours à des fournisseurs alternatifs de pays producteurs non associés à l'initiative *Bettercoal.* Néanmoins, *Bettercoal* est actuellement en discussion avec plusieurs de ces producteurs pour les associer en 2023.

3.4.2.3.4.2 Chaîne d'approvisionnement uranium

EDF s'approvisionne principalement à long terme via des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan…). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

Référentiel d'audit

Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (World Nuclear Association) [(1)]. Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux dont « *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment* », « *The Global Reporting Initiative's* (GRI) », « *Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement* » et « *The International Council on Mining a& Metals' (ICMM) Sustainable Development Framework* ». La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minier (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits de l'homme, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la santé-sécurité des personnes et l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité déchets, réhabilitation des sites après extraction).

Audits

EDF réalise chaque année ses audits de mines via des moyens internes (2 audits par an). Les rapports présentent des points forts, des recommandations et suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent des points liés à la santé-sécurité (port des équipements individuels de protection comme les gants ou les lunettes), à l'affichage des consignes de sécurité, au suivi des accidents, au contrôle radiologique, au suivi de l'empreinte environnementale (notamment les émissions de CO_2) ou des propositions relatives au bien-être au travail. Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue. Deux audits de mines d'uranium ont été réalisés en 2022.

Démarche « ON DECK »

En 2022, dans une volonté de renforcer ses engagements RSE, la Direction du Combustible Nucléaire (DCN) a mis l'accent sur la décarbonation au travers de sa démarche baptisée ON DECK (« Décarboner Ensemble le Cycle du Combustible »). Cette approche vise à éclairer et valoriser auprès des parties prenantes les enjeux et chemins possibles pour ses activités vers la neutralité carbone, et inciter les différentes composantes de sa chaîne de valeur à infléchir leur propre trajectoire carbone.

(1) *Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain*.

3.4.2.3.5 Sous-traitance responsable

3.4.2.3.5.1 Politique et accords

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs : donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ; faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, social (RSE et maintien des compétences) ; développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui du nouvel accord mondial RSE du Groupe signé le 19 juin 2018, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006.

3.4.2.3.5.2 Engagements

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés

Cartographie des risques

Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir.

Analyse stratégique

Les choix de sous-traitance ou de ré-internalisation des activités de ces domaines sont issus d'une analyse stratégique par segment de politique industrielle. Cette analyse prend en compte des critères tels que les enjeux de maîtrise de compétences stratégiques pour l'entreprise (cœur de métier…) et les variations de charge et la souplesse nécessaire pour y faire face.

Suivi

Une gouvernance RSE organisée à tous les niveaux du Groupe : Conseil d'administration, COMEX et Conseil de Parties Prenantes. Le suivi des engagements de l'Accord RSE est réalisé par le comité mondial RSE. Concernant EDF, un comité de suivi de l'accord de sous-traitance socialement responsable, composé des organisations syndicales signataires, se réunit deux fois par an.

3.4.2.3.5.3 Faits marquants 2022

Dans le domaine industriel

Charte de progrès : Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la « Charte de Progrès » signée entre EDF et les organisations professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2022 avec notamment des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3 en vue de la réduction de la charge d'activité. En décembre 2021, la charte RFAR (Fournisseurs et Achats Responsables) a été signée par EDF lors du *World Nuclear Exhibition*. La Charte promeut un certain nombre de valeurs autour des relations avec les fournisseurs, dont les engagements suivants : assurer une relation financière responsable vis-à-vis des fournisseurs ; identifier et gérer les relations de dépendance réciproques avec les fournisseurs.

Visibilité sur la charge à 10 ans : Dans le domaine nucléaire, EDF organise des rencontres avec ses fournisseurs pour donner de la visibilité sur la charge à 10 ans (dans le cadre par exemple des journées de la Direction Production nucléaire et thermique (DPNT) et des journées du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN)). Des contrats EDF plus longs qui privilégient une relation de long terme avec les fournisseurs pour capitaliser sur les ressources et les compétences. Exemple : contrats EPR2, PIAT et contrat-cadres catalogue qui engagent EDF sur des durées plus longues que par le passé.

Baromètres Relation Fournisseurs : EDF réalise tous les ans un baromètre de la Relation Fournisseurs (144 fournisseurs interrogés) afin de recueillir leur point de vue et retour d'expérience. Les résultats du dernier baromètre confortent les actions engagées en matière d'évolution contractuelle et de fonctionnement en entreprises étendue. Parmi les points de satisfaction, les fournisseurs apprécient fortement la visibilité sur le programme industriel d'EDF et le plan de charge détaillé à 3 ans, la facturation et les délais de paiement (effet de la dématérialisation des factures et des modalités particulières adoptées pendant le Covid), déploiement systématique des nouveaux standards Excell dans les appels d'offres lancés depuis début 2022 qui ont fait l'objet d'un kit de communication vers les fournisseurs et qui regroupent les actions engagées par les différents axes Excell (fabrication, relations fournisseurs, standardisation et plan soudage) qui se traduisent dans les dispositions contractuelles

Dans le domaine des systèmes d'information

La politique OpenSource définie en 2016 reste d'actualité. Elle se traduit pour 2022 par trois axes complémentaires :

- privilégier l'usage de logiciel OpenSource au détriment des logiciels du commerce si ceux-ci existent et répondent aux besoins fonctionnels de la filière IT ;
- s'assurer que les sous-traitants et partenaires proposent à leurs collaborateurs des formations leur permettant d'acquérir la maîtrise de ces produits OpenSource aux mêmes titres que les logiciels du commerce. ;
- inciter les partenaires et sous-traitants à s'impliquer dans les instances et communautés OpenSource pour en faire la promotion et contribuer autant que possible à leur développement.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru, le commercialisateur a maintenu son recours aux centres de contacts externes pour faire face aux variations de charge et couvrir l'amplitude horaire élargie. Ces centres externes sont également localisés en métropole (voir la section 3.4.2.1.4 « Focus sur les métiers de la clientèle »).

Les prestataires externes sont labellisés pour les activités de relation clients et développement commercial (label « Engagé RSE Afnor »).

3.4.2.4 Autres formes de contribution au développement local

Le Groupe contribue également au développement local par l'emploi, l'impôt, les achats, mais également par de nombreuses initiatives en faveur de la dynamisation du territoire, ainsi que par son action en matière d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

3.4.2.4.1 Dynamisation du tissu économique, social et humain

À l'échelon local, le Groupe déploie de très nombreuses initiatives pour aider à la dynamisation du tissu économique, social et humain.

10 ans du programme « EDF, une rivière, un territoire »

EDF Hydro a mis en place depuis 2012, un programme original et local d'accompagnement des acteurs socio-économiques des vallées hydro-électriques. Ce dispositif est désormais constitué d'un réseau de 7 agences dont chacune a émergé par un processus de co-construction avec les acteurs institutionnels, économiques, associatifs locaux selon les particularités du tissu et des attendus locaux. Ces projets communs visent à soutenir le dynamisme économique des vallées notamment des PME-PMI et innovateurs par l'accompagnement à l'accès aux marchés d'EDF, par des projets communs d'accès d'intégration par l'emploi, mais également par des prêts participatifs dans des entreprises locales des domaines eau, énergie, environnement et activité touristiques sur les retenues. Ce programme de proximité a permis de créer, ou de préserver, plus de 610 emplois par l'octroi de prêts à plus d'une cinquantaine d'entreprises locales. Par ailleurs, 725 emplois devraient être créés ou préservés d'ici 2025. [1]

Accompagnement socio-économique du territoire d'accueil de Cigéo (Meuse et Haute Marne)

EDF a poursuivi ses actions autour de ses trois axes d'intervention principaux : le développement économique local, avec la pose symbolique de la première pierre de l'extension de sa base logistique à Tronville-en-Barrois ; le domaine de la formation, sur lequel au-delà des taxes d'apprentissage versées, EDF accompagne très concrètement trois lycées professionnels pour permettre aux jeunes du territoire d'accéder à des formations porteuses dans les domaines de la chaudronnerie et du soudage, par exemple ; et enfin, le programme de rénovation énergétique globale des bâtiments dont les actions se poursuivent, et qui a permis le développement d'une filière locale formée et qualifiée. Aujourd'hui, EDF s'appuie sur un réseau de 135 entreprises de la filière du bâtiment partenaires du programme.

Accompagnement socio-économique des territoires de Hinkley Point (Royaume-Uni)

Au-delà des bénéfices économiques substantiels pour le territoire, Hinkley Point C contribue directement à la disponibilité locale et nationale des compétences et de l'expertise qui soutiendront la transition vers le *net zero*. Les investissements et les interventions directes soutiennent également l'amélioration de la mobilité sociale

(1) Les 10 ans de ce programme ont permis de faire un bilan partagé résumé dans un film accessible à tous : https://www.youtube.com/watch ?v=N8_H6hsqPTc

en mettant l'accent sur le recrutement local, le développement de programmes de formation et le soutien à la chaîne d'approvisionnement.

24 millions de livres sterling ont été investis directement dans l'éducation, les compétences et l'emploi et en 2022, le projet a introduit davantage de programmes de formation ouverts à tous les candidats, quels que soient leurs antécédents ou leur expérience antérieure. Cela comprend les T-Levels (une qualification reconnue au niveau national pour les 16 à 19 ans) et les stages professionnels. À ce jour, un peu moins de 1 000 apprentis ont été formés dans un large éventail de disciplines, de la ferronnerie à la restauration. Essentiels à la prestation du développement des compétences, trois nouveaux centres d'excellence sont maintenant terminés. Ils formeront la prochaine génération de soudeurs qualifiés, d'électrotechniciens et d'ingénieurs en mécanique. Plus de 5 000 personnes seront formées dans ces installations à la pointe de la technologie, avant d'assumer des rôles sur le projet et au-delà.

À Hinkley Point C, les méthodes de construction durables contribuent à réduire les émissions en réduisant la quantité de matériaux et d'eau utilisés, en limitant la quantité de déchets créés et en augmentant la biodiversité locale. Les enseignements retirés du secteur de la construction sont pris en compte à Hinkley Point C.

La construction nécessite 280 000 tonnes d'armatures en acier appelées barres d'armature. Les barres d'armature de Hinkley Point C sont fabriquées à partir d'acier recyclé à 98 % provenant du Royaume-Uni. Cela signifie que l'armature en acier à impact CO_2 représente environ un quart de l'utilisation d'acier neuf importé.

Le projet s'approvisionne également en alimentation locale et réduit les emballages en plastique. Le fournisseur de restauration Hinkley Point C a servi plus de 4 millions de repas à la main-d'œuvre depuis le début de ses activités. 95 % des emballages utilisés par le fournisseur de restauration de Hinkley Point C proviennent de sources durables, avec presque aucun plastique à usage unique. Plus de 75 % de ses emballages sans plastique et gobelets jetables sont fabriqués à partir de matières végétales. Tous les déchets alimentaires générés dans la cuisine centrale sont acheminés vers un digesteur anaérobie, qui alimente le réseau national en électricité. Les déchets généraux provenant de la construction et de l'exploitation du site sont encore minimisés grâce à l'utilisation d'un centre de regroupement des déchets qui réduit considérablement la quantité de déchets envoyés à la décharge. Il traite désormais plus de 700 tonnes de matériaux par mois.

Plus largement, une cinquantaine de spécialistes de l'environnement minimisent l'impact de Hinkley Point C sur l'environnement et contribuent à accroître la biodiversité dans les habitats proches. Cela comprend la création d'une zone nouvellement restaurée pour la nature à la limite sud du site et le soutien d'une nouvelle réserve de zones humides locales. Le projet travaille également en étroite collaboration avec d'autres partenaires environnementaux tels que le Somerset Wildlife Trust. Ce partenariat protège l'habitat côtier près de Hinkley Point C avec plus de 150 000 livres sterling de financement pour soutenir le projet *Brilliant Coasts*.

Accompagnement socio-économique au Laos

Le groupe EDF accompagne le développement du Laos depuis une vingtaine d'années dans le cadre d'un programme d'accompagnement social et environnemental ambitieux. Il est mis en œuvre conjointement par le gouvernement du Laos et Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société fondée par EDF, EGCO et Lao Holding State Enterprise, en charge de concevoir, construire et exploiter l'ouvrage hydroélectrique de Nam Theun 2.

Accompagnement au-delà des standards de la Banque Mondiale

Élaboré en consultation avec les populations locales et mis en œuvre par le gouvernement du Laos avec le concours de NTPC, l'ensemble du programme social et environnemental respecte, voire dépasse, les standards de la Banque Mondiale et de la Banque Asiatique de Développement.

Des résultats significatifs

Des maisons pour l'ensemble des foyers concernés ont été construites, ainsi que 2 dispensaires et 32 écoles. La mise en place d'un programme de soutien aux activités économiques a permis le développement de l'économie du plateau de Nakai (97 % des ménages déplacés ont atteint le niveau de revenu fixé par le programme. Le niveau médian de consommation dans la zone est trois fois plus élevé que le seuil de pauvreté fixé par le gouvernement). L'ensemble de la population a désormais accès aux soins et à l'éducation. Les comités de village incluent 37 % de femmes.

Nouveaux objectifs pour 2035

De nouveaux objectifs ont été fixés pour 2035 : maintien de moyens de subsistance durables autour du réservoir via le fond NT2DF (Nam Theun 2 Development Fund) ; préservation de la biodiversité au statut de patrimoine mondial ; maximisation du potentiel de production renouvelable, dont un complément de production sur la base de panneaux photovoltaïques flottants, ou l'optimisation de l'utilisation de l'eau à l'aval du barrage pour l'irrigation des rizières alentour permettant une seconde récolte en saison sèche.

Accompagnement socio-économique au Cameroun

Au Cameroun, à l'échelle des 7 arrondissements de la zone d'influence du Projet, la Nachtigal Hydro Power Company (NHPC) met en œuvre un Plan d'actions de développement économique local de soutien aux micro-infrastructures, d'appui au développement local, et de financement de projets d'activités génératrices de revenus à l'échelle locale.

Financement des projets (SAFIDI)

SAFIDI, filiale à 100 % d'EDF via le holding EDEV, est un outil de l'engagement territorial au service des politiques du groupe EDF sur l'ensemble du territoire national. SAFIDI a pour objet d'accompagner le développement économique local, les reconversions industrielles et l'essaimage grâce à des prêts participatifs accordés à des PME créatrices d'emplois sur des territoires à enjeux et à des prises de participations minoritaires dans des sociétés d'intérêt local type sociétés d'économie mixte, filiales de SEM orientées vers la transition énergétique, fonds de relance régionaux…

À la fin de l'exercice 2022, SAFIDI compte 79 participations minoritaires pour une valeur d'actif de 25,4 millions d'euros et un encours de 74 prêts pour un total d'encours de 2,7 millions d'euros. SAFIDI détient également 100 % des titres de sa filiale Une Rivière Un Territoire Financement, outil d'ancrage territorial d'EDF Hydro, pour une valeur de 8 millions d'euros.

Au cours de cette année, SAFIDI aura instruit 4 études de prêt participatif, 9 prises de participation et 9 comités essaimage pour un total de 22 dossiers à la demande des directions métiers et filiales du Groupe.

3.4.2.4.2 Accès à l'énergie dans les pays en développement

L'accès à l'électricité est un vecteur de progrès et de développement, y compris en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le taux d'électrification mondial a augmenté régulièrement depuis 2010 mais plus de 800 millions de personnes vivent encore sans accès à l'électricité, dont environ la moitié en Afrique subsaharienne.

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie, comme le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun.

Au-delà des grands projets, EDF travaille à renouveler ses modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et économiques. L'action de mécénat du Groupe complète ce dispositif.

3.4.2.4.2.1 Nouveaux modèles d'affaires

EDF développe des projets *off-grid* pour permettre la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel situés en Afrique comme ZECI en Côte d'Ivoire ou Bboxx au Togo (voir la section 1.4.5.3.8 « Afrique »).

3.4.2.4.2.2 Mécénat et accès à l'énergie

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de sa fondation, d'Électriciens sans frontières (ESF), ou au travers de partenariats animés par ses filiales.

Fondation groupe EDF

En 2022, la Fondation groupe EDF a soutenu 27 projets d'associations, pour un montant de 1 121 000 euros, et pour lesquels l'électricité est un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, par un apport combiné de financement et de compétences techniques de salariés du Groupe.

Électriciens sans frontières (ESF)

Depuis 1986, Électriciens sans frontières (ESF), dont EDF et Enedis sont partenaires, lutte contre les inégalités d'accès à l'électricité et à l'eau dans le monde.

Litro de Luz (Brésil)

Depuis 2019, EDF Norte Fluminense est partenaire de Litro de Luz, une organisation internationale qui opère dans plus de 20 pays. Au Brésil, il existe plusieurs projets qui ont un impact direct sur plus de 10 000 personnes. Les actions visent à apporter de la lumière aux communautés qui n'ont pas accès à l'électricité ou qui vivent sans électricité dans leur maison. La technologie utilisée est écologiquement durable, faite de bouteilles en plastique, de panneaux solaires et de lampes LED. Les projets ont une durée de 12 mois et peuvent être prolongés.

Cabrero (Chili)

Près de la centrale électrique de Santa Lidia, dans la ville de Cabrero, le Groupe a participé en 2022 au programme « Ensemble, nous éclairons notre communauté de Charrúa », sous la forme d'une installation de 64 lampadaires LED.

3.4.3 Développement responsable des filières industrielles

Le Groupe s'engage à contribuer au développement des filières industrielles requises par la transition énergétique (énergies renouvelables, batteries, hydrogène…) ou à leur redynamisation (nucléaire) en développant, adaptant et redéployant les compétences nécessaires ; en mettant en place des dispositifs d'accompagnement, de reconversion et de protection des salariés en vue d'une transition juste.

3.4.3.1 Contribution du Groupe à la création de nouvelles filières industrielles

La contribution du Groupe à la création de nouvelles filières industrielles s'illustre notamment dans les domaines de l'éolien *off shore* et de la filière du démantèlement des réacteurs graphite.

3.4.3.1.1 Filière de l'éolien off shore

Les trois projets éoliens en mer de Fécamp, de Courseulles-sur-Mer et de Saint-Nazaire, d'une capacité totale cumulée de 1 428 MW, ont été attribués à EDF en avril 2012 par le gouvernement français. Déterminants pour le développement de la filière industrielle française de l'éolien en mer, ils sont issus d'une large concertation et d'un travail de terrain menés par EDF Renouvelables et ses partenaires, aux côtés des acteurs locaux, des services de l'État, des industriels, des associations et des riverains. Si les projets de Fécamp et Courseulles-sur-Mer sont encore en phase de construction, la mise en service complète est effective depuis novembre 2022 pour le projet de Saint-Nazaire.

Partenariats en faveur de la création d'une filière industrielle dédiée

Un partenariat avec Siemens Gamesa permettra de fournir les éoliennes de deux projets en France (Fécamp et Courseulles), tandis que GE Renewables Energy a livré celles du projet de Saint-Nazaire.

L'exemple du parc éolien de Saint-Nazaire

Depuis que la mise en service a été finalisée, le parc d'éoliennes de Saint-Nazaire est en capacité de produire l'équivalent de la consommation électrique annuelle de 700 000 personnes, soit l'équivalent de 20 % de la consommation électrique de la Loire-Atlantique. Le groupe EDF participe à la création d'une nouvelle filière industrielle française, créatrice d'emplois, en particulier sur le territoire de Loire-Atlantique.

3.4.3.1.2 La filière du démantèlement des réacteurs graphite

Le Démonstrateur industriel graphite (DIG), implanté près de Chinon (Indre-et-Loire) est une installation clé dans la stratégie de déconstruction des réacteurs graphite, qui permettra de réaliser des essais physiques et numériques sur des maquettes de ces réacteurs. Sa construction, achevée fin 2021, a mobilisé un groupement d'entreprises locales (80 % des achats et prestations ont été réalisés en local). Le site a été inauguré en présence d'élus, d'acteurs locaux et de partenaires qui ont pu apprécier le respect des engagements d'EDF, l'opportunité que représente cette installation pour la création d'emplois directs (une vingtaine répartie entre EDF et sa filiale Graphitech) et le tremplin pour les innovations que représente cette installation.

Projet européen

Le projet européen Inno4graph piloté par EDF/DP2D rassemble pour la période 2020-2023, 13 acteurs du démantèlement dont le CEA, SOGIN (Italie), LEI (Lituanie) ainsi que Graphitech et Cyclife digital solutions, deux filiales d'EDF. Ce projet a pour but de concevoir des outils pour le démantèlement des réacteurs UNGG, qui seront testés dans le démonstrateur

Label AIEA

Le Démonstrateur Industriel Graphite est la première installation d'EDF à recevoir le label « *Collaborating Centre* » de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique). Ce label est une reconnaissance de la communauté internationale pour la stratégie d'EDF de démantèlement des réacteurs graphite. Il prévoit un programme de travail sur la période 2021-2025.

3.4.3.2 Contribution du Groupe à la redynamisation de filières existantes

3.4.3.2.1 Le Plan excell : être au rendez-vous des grands projets nucléaires

Annoncé en décembre 2019 et lancé au printemps 2020, le Plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets nucléaires. En novembre 2021, le groupe EDF et la filière nucléaire avaient pris 30 engagements publics répartis en 5 axes fondamentaux (gouvernance, compétences, fabrication et construction, relation fournisseurs et standardisation). 27 de ces 30 engagements ont atteint, voire dépassé, la cible fixée. Ils s'appliquent à présent au quotidien sur le terrain. Les 3 derniers engagements, particulièrement exigeants, sont partiellement atteints et le seront pleinement courant 2023. Le Plan excell entre désormais dans une nouvelle phase qui vise à ancrer durablement ses principes dans l'entreprise.

Avec un salarié sur deux qui travaillera dans le nucléaire en 2030 et qui n'est pas encore dans la filière, l'enjeu est d'attirer, former et recruter, puis accélérer l'expérience et les compétences des nouveaux arrivants. De nombreuses actions ont donc été conduites en 2022 pour répondre aux enjeux d'attractivité de la filière, de capitalisation et de développement des compétences.

Les acteurs de la filière se sont mobilisés pour préparer la filière aux défis à venir, et en particulier celui des compétences. Le GIFEN a sollicité fin 2019 le ministère du Travail et les branches professionnelles de la métallurgie et des industries électriques et gazières pour le financement un programme d'Engagement de Développement de l'Emploi et des Compétences (EDEC). L'EDEC de la filière nucléaire a été signé en mars 2021 pour une durée de deux ans avec un budget de plus de 1 500 000 euros. et constitue la première brique de l'édifice qui permettra à la filière de disposer des bonnes ressources au bon moment.

L'intégralité des engagements est disponible en ligne (edf.fr/plan-excell). Pour un développement concernant les réalisations de 2022 sur les 5 axes majeurs du plan, voir la section 1.4.1 « Le Plan excell ».

3.4.3.2.2 L'engagement du Groupe dans le cadre du programme France relance

Le programme France relance

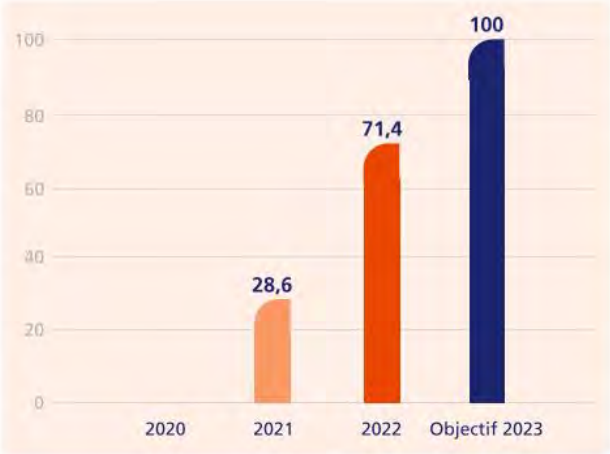
Les actions prévues dans le Plan excell sont amplifiées et accélérées par le plan de relance. Le 27 novembre 2020, le gouvernement français annonçait un plan de soutien sectoriel dans le cadre du programme France relance, avec un volet nucléaire doté à hauteur de 470 millions d'euros.

INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

La performance d'EDF au regard de l'engagement « Développement de filières industrielles » est effectuée sur la base du taux de déploiement des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de relocalisation et du maintien des compétences dans la filière nucléaire, dans le cadre du programme France relance.

Ces actions de soutien consistent par exemple en la création d'un fonds de soutien aux PME et ETI du secteur, la création d'une Université des Métiers du Nucléaire, le soutien aux étudiants via l'octroi de bourses ou le financement de projets de réindustrialisation ou de relocalisation.

Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France relance) (en %)



3.4.3.3 Accompagnement dans le cadre de redéploiements de sites ou de métiers

Tous les salariés concernés par la perte de leur activité font l'objet d'un accompagnement spécifique. Ils bénéficient de dispositifs spécifiques en termes de mobilités prioritaires (accompagnement individuel personnalisé et accompagnement financier), parcours externes, congés de fin de carrière.

3.4.3.3.1 Activités ou territoires en décroissance

Une solidarité renforcée lors de l'arrêt de centrales

Dialogue social

EDF maintient le dialogue social durant les différentes phases de mise à l'arrêt des centrales. En France, les dossiers de fermeture font l'objet de consultations auprès des instances représentatives du personnel [1]. Des accords « spécifiques métiers » encadrent les fermetures du Parc de production et prévoient les dispositifs de reconnaissance et d'accompagnement financiers particuliers.

Mesures de reclassement

EDF s'est engagé à mettre en œuvre l'ensemble des leviers nécessaires pour conduire des fermetures exemplaires et permettre aux salariés de se projeter dans un nouvel avenir professionnel en tenant compte de leurs propres aspirations. Les fermetures de centrales sont accompagnées de mesures de reclassement des salariés au sein du Groupe et d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

Fessenheim et Le Havre

Les salariés des centrales de Fessenheim (fermeture en juin 2020) et du Havre (fermeture en avril 2021) bénéficient de mesures d'innovation sociale afin de faciliter leur redéploiement dans les entités d'accueil régionales du Groupe ou au périmètre national. À fin 2022, 95 % des salariés de la Centrale Fessenheim et des salariés de la Centrale du Havre ont trouvé un emploi à l'interne de l'entreprise.

Des instruments pour le maintien du dynamisme territorial : Social Bonds et CTE

EDF veille à développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

Recours aux Social Bonds (obligations sociales)

L'an passé, EDF a émis sa première « obligation sociale » d'un montant de 1,25 milliard d'euros. L'objectif social des projets éligibles est d'accompagner les PME qui contribuent à former le tissu industriel d'EDF et qui offrent des opportunités d'emploi dans les territoires dans lesquels EDF est présent. 100 % des fonds levés soutiendront des dépenses d'investissement dans des zones d'emploi devant faire face à des enjeux de chômage important, Pour un développement complet, se reporter à la section 6.8 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales (*Social Bonds*) émises par EDF ».

Le recours aux Contrats de transition écologique (CTE)

Le Groupe a recours aux contrats de transition écologique (CTE) qui, dans une démarche de concertation, associent les collectivités locales, les ONG et les entreprises d'un territoire et engagent une conversion du tissu économique local autour de projets durables, axés sur l'emploi.

CleanTechBooster à Aramon

Grâce à la mise en place d'un Contrat de transition écologique, la centrale thermique d'Aramon dans le département du Gard a fait place à une centrale photovoltaïque de 5MWc, avec la mise en œuvre d'un programme de développement dans la transition énergétique locale, appelé *CleanTechBooster*. Grâce à l'accélérateur *Cleantechbooster*, 300 emplois ont été maintenus, 38 emplois ont été créés et 138 start-up ont été mises en relation avec des grandes entreprises ou des collectivités. Plusieurs projets ont vu le jour pour développer la surveillance de la qualité de l'air dans des crèches ou encore le traitement d'eau industrielle en circuit *re-use*.

(1) Voir la section 3.5.3 « Dialogue social ».

3.4.3.3.2 Directions ou filiales en décroissance

Mobilité renforcée et accueil des salariés

Priorité aux salariés en situation de redéploiement

Toute recherche de candidat(e) doit préalablement faire l'objet d'une recherche à l'interne en donnant la priorité aux salariés en situation de redéploiement, ce qui implique une solidarité entre les différentes entités du Groupe et le développement de passerelles professionnelles.

Cursus de reconversion en alternance pour les salariés en reconversion

Le groupe EDF a mis en place des cursus de reconversion en alternance s'adressant aux salariés en reconversion sur des postes répondant aux enjeux de gestion prospective du Groupe. En 2022, 60 salariés, dont 30 en situation de redéploiement, ont bénéficié d'un cursus formation reconversion, notamment dans les métiers de *data analyst* ou de maintenance. Fort des enseignements tirés des précédentes promotions, le groupe EDF poursuit l'enrichissement de son offre.

Enedis Conseil & Action EDF Impulsion

EDF a mis en place à l'instar de 30 autres entreprises françaises (réunies au sein de l'Association Française du Conseil Interne) deux équipes de conseil interne.

Enedis Conseil & Action et « EDF Impulsion », regroupent des cadres de haut niveau en transition professionnelle, qui mettent leurs compétences au service des métiers du Groupe en réalisant des missions opérationnelles. Un modèle avec une double raison d'être qui permet de créer de la valeur pour les managers du Groupe par la réalisation de prestations de conseil interne.

À Enedis Conseil & Action, 300 missions ont été menées depuis 2017 par une cinquantaine de consultants et « alumni » repartis vers de nouveaux enjeux depuis. Les 64 cadres-consultants d'EDF Impulsion recrutés entre 2020 et 2022 ont déjà réalisé 143 missions. En parallèle, ces structures accompagnent, par un suivi spécifique et ciblé, chaque membre de l'équipe, afin qu'il trouve un emploi correspondant à ses aspirations et aux besoins du Groupe sous 18 mois maximum.

« My Job »

L'accompagnement des directions en décroissance s'appuie sur la poursuite du projet *ad hoc* baptisé *My Job*, reposant sur la mise en visibilité de viviers de salariés qualifiés et sur une solidarité inter-directions pour EDF.

Mobilité et redéploiements en 2022

	2021	2022
Salariés ayant trouvé en 2022 un emploi en adéquation avec les besoins du Groupe	703	502
Salariés redéployés depuis 2018 (EDF)	2 993	3 495

3.4.3.3.3 Intensifier la dynamique mobilité

Au-delà des actions ciblées, et en vue de lever les freins et d'intensifier la dynamique de mobilité, EDF a mis en œuvre en 2022 le plan Booster la mobilité initié en 2021 qui renforce les dispositifs de mobilité existants au sein du Groupe.

Un nouveau plan « Booster la mobilité »

Ce plan co-construit avec l'ensemble des Directions EDF et les filiales décline des actions autour de trois objectifs :

- faire rencontrer concrètement l'offre et la demande d'emploi au sein du Groupe ;
- redéfinir les accompagnements financiers dédiés à la mobilité et les programmes de reconversion ;
- créer des parcours professionnels incitatifs et les valoriser.

Fort des enseignements passés, le plan propose de nouvelles solutions en vue d'encourager la réalisation de mobilités adaptées aux enjeux de l'entreprise. Le plan « Booster la mobilité » complète les dispositifs de mobilité déjà existants dans le Groupe ouvrant la possibilité aux salariés de candidater plus facilement sur des emplois éloignés de leur domicile sans qu'ils aient besoin de déménager (Mon job en proximité) ; facilitant l'échange sur les questions financières (bilan financier avant/après) et non financières (conditions d'arrivée) ; œuvrant en faveur de la transparence et de la fluidité du marché de l'emploi interne (un SI Groupe sur les volets mobilité et recrutements favorise depuis 2020 la visibilité du marché de l'emploi interne par tous les salariés).

Des solutions nouvelles

- Capital mobilité modulé, pack mobilité facilitée, prestation découverte du lieu de vie.
- People Review nationales, avec pour objectifs de mettre en perspective, au niveau national, des besoins en emplois pénuriques et des dossiers de mobilité Groupe dépassant le périmètre régional, et de débloquer des situations de mobilité individuelle entre EDF et les autres entités du Groupe.
- Concertation métiers et organisations syndicales sur les sites et métiers ouvrant droit à des dispositifs d'accompagnements prioritaires ou encouragés.

Le Mois de la mobilité groupe EDF

- En parallèle, le Groupe a lancé en novembre 2022 le mois de la Mobilité du groupe EDF, une première par son ampleur, son rayonnement et sa durée. Des journées mobilité ont rassemblé toutes les entreprises du Groupe autour de la mobilité interne. Plus d'une centaine de stands ont permis à des salariés en mobilité de rencontrer pendant un mois près de 400 conseillers RH, et managers mobilisés pour cette opération.
- Au programme de ces rencontres organisées sur les bassins d'emplois régionaux, des conférences, des présentations de filières métiers, des *jobdatings*, mais aussi des rencontres informelles, des bilans de compétences ; pour permettre aux salariés du Groupe de préparer leur parcours professionnel et d'engager de précieux contacts pour leurs projets.

3.4.4 Numérique responsable [1]

3.4.4.1 EDF, premier énergéticien labellisé Numérique Responsable

Le groupe EDF est engagé pour une transformation Numérique responsable, à la fois bas carbone, sobre en énergie, inclusive, éthique et à haute valeur ajoutée environnementale pour ses salariés et ses clients.

3.4.4.1.1 Feuille de route

Cette ambition est affirmée au plus haut niveau de l'entreprise à travers la feuille de route SI 2020 – 2025 du Groupe. Le Numérique responsable a été affiché comme une des priorités du COMEX du groupe EDF le 17 septembre 2021 lors d'un séminaire sur la transformation numérique.

Cet engagement est piloté au travers du Comité de la Transformation numérique coprésidé par trois membres du COMEX EDF et mis en œuvre au sein d'un programme dédié au Numérique Responsable.

3.4.4.1.2 Charte numérique responsable

En signant la « Charte numérique responsable », EDF, Enedis et Luminus (auprès de l'Institut Belge) ont donné force à leurs ambitions en s'engageant formellement à développer des services numériques durables, inclusifs et créateurs de valeur. Cette charte initiée par l'Institut Numérique Responsable avec le soutien du ministère de Transition écologique couvre l'ensemble des enjeux du Numérique Responsable.

3.4.4.1.3 Label Numérique responsable
20 engagements de progrès opposables

Fort de solides acquis, en mars 2021, EDF a été le premier énergéticien à obtenir le label Numérique responsable développé par l'Institut du Numérique Responsable avec le soutien du ministère de la Transition écologique et Solidaire, l'ADEME et WWF. Dans ce cadre, 20 engagements de progrès opposables ont été pris et sont pilotés dans le cadre d'un plan d'actions 2021-2024 structuré autour de trois axes : développement d'un Numérique Responsable « *by design* », évolution de l'expérience utilisateur et Innovation.

En 2022, les actions menées dans le cadre de ce label avancent conformément au plan.

3.4.4.1.4 Engagement du Groupe

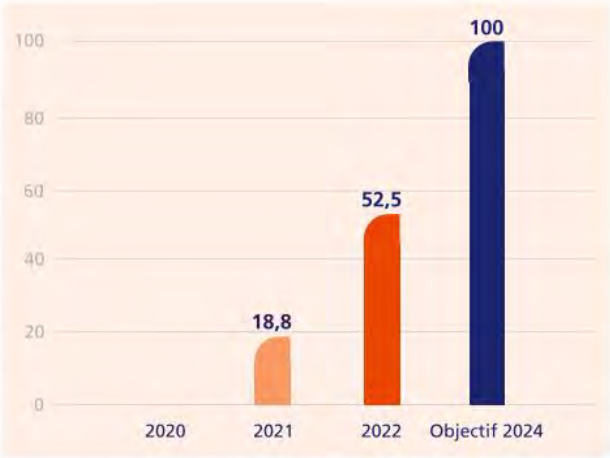
INDICATEUR CLÉ DE PERFORMANCE DU GROUPE

L'indicateur clé de performance concerne la réalisation des engagements pris auprès de l'Institut du Numérique Responsable.

Le plan d'actions correspondant se décompose en 18 actions et 32 livrables associés.

La réalisation du plan d'action doit être intégrale à fin 2024.

Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR) (en %)



3.4.4.2 Acculturation des salariés au Numérique Responsable

La Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle a mis en place un mini-site dédié au Numérique Responsable au sein de l'intranet du groupe EDF, il regroupe notamment des vidéos pédagogiques (accessibilité, smartphones, impressions), des MOOCs Numérique Responsable, des boîtes à outils et des interviews de salariés, managers et sponsors engagés dans la démarche. En parallèle, des actions de sensibilisation sont conduites par le programme Numérique Responsable chez Luminus. Deux opérations de sensibilisation au stockage responsable ont été organisées au printemps et durant l'été 2022, en lien avec l'initiative World Cyber Clean Up. L'intranet de Luminus a été mis à jour pour inclure les meilleures pratiques en matière d'archivage des données.

3.4.4.3 Un usage raisonné des outils numériques

Afin d'amplifier et de compléter les engagements pris par l'entreprise depuis plusieurs années en matière de sobriété énergétique, EDF s'est doté en août 2022 d'un plan sobriété énergétique interne visant une réduction de 10 % des consommations clés de l'entreprise, grâce à des mesures volontaristes et à la mobilisation des salariés. Trois leviers principaux y sont actionnés dont l'optimisation des usages numériques (pour un développement lié à cet axe de progrès, voir l'introduction de ce chapitre de l'URD 2022 « Focus sur le plan de sobriété énergétique »).

(1) Cette section pourra être utilement complétée par l'action menée par la R&D en section 1.5.1.3 « La transition numérique et sociétale », et la section « Risques auxquels le Groupe est exposé » en section 2.2.4, qui aborde notamment les questions de cybersécurité.

3.4.4.3.1 Réduction de l'impact environnemental

Diminuer l'empreinte carbone du numérique suppose un usage raisonné de l'informatique et de la téléphonie, dont EDF cherche à réduire l'impact environnemental en allongeant la durée de vie du matériel en privilégiant l'économie circulaire et en s'attachant à réduire la consommation électrique moyenne des serveurs. (voir aussi section 3.2.4 « Déchets (radioactifs et conventionnels) et économie circulaire »)

3.4.4.3.2 Éco-conception

1er site écoresponsable dans le secteur de l'énergie

L'écoconception des services numériques permet d'intégrer les impératifs de sobriété énergétique et d'accessibilité dès la phase de conception. Dans cet esprit, Dalkia a lancé en 2021 le premier site Internet écoresponsable dans le secteur de l'énergie en divisant son nombre de pages par 4, soit une réduction de 64 % des émissions de CO_2 par rapport au site précédent. L'efficacité du code a également été revue, le nombre de serveurs a été réduit de 7 à 2 et le volume de sauvegarde a été limité. Enfin, ce site satisfait 94 % des critères du référentiel général d'amélioration de l'accessibilité (RGAA).

Guide IA responsable

Le programme Numérique Responsable a mis à disposition un guide sur l'Intelligence Artificielle Responsable. Il encourage à simplifier les systèmes d'IA pour limiter leur impact environnemental, ainsi qu'à diversifier les données source afin d'éviter les biais. Enfin, le guide insiste sur la nécessaire explicabilité du modèle d'IA.

Mise en place de la DLD

À partir de 2022, EDF a choisi s'insérer une date limite de diffusion (DLD) dans toutes les publications de ses comptes de réseaux sociaux, pour ne pas maintenir inutilement des publications obsolètes. En parallèle un travail de fond a été mené sur l'historique et a permis de supprimer plus de 11 000 tweets publiés depuis 2011.

3.4.4.3.3 Inclusion

Le numérique sera responsable et durable s'il est accessible et inclusif sans discrimination. C'est pourquoi EDF s'est doté en 2022 d'une nouvelle politique accessibilité numérique qui couvre à la fois l'environnement de travail des agents EDF en situation de handicap, l'accessibilité des services numériques externes et internes (site Internet, applications mobiles, intranet, messagerie) ainsi que des communications numériques (*emailings*, *newsletters*).

3.4.4.4 Le numérique vecteur d'actions responsables

3.4.4.4.1 Économie de ressources

L'amélioration de l'efficacité énergétique des *data centers* est un puissant levier pour réduire la consommation des services numériques d'EDF. Les *data centers* sont certifiés ISO 50001 depuis 2015 et EDF est déjà parvenu à réduire de 15 % leur consommation énergétique en cinq ans, tout en doublant leur puissance de calcul.

Le groupe EDF considère le numérique comme un levier incontournable de développement responsable. Il ouvre la voie à des innovations réduisant l'impact en carbone ou en ressources du Groupe et des services qu'il propose. Voir par exemple, la mise en place en 2021 de la plateforme digitale EDF Reutiliz (voir la section 3.2.4.3.2 « Optimiser les matériaux et les matériels »).

3.4.4.4.2 Économies d'énergie chez les clients

Les solutions numériques permettent également des économies d'énergie chez les clients.

Grâce à la plateforme « e.quilibres » et à l'application « EDF et moi », les clients d'EDF peuvent suivre leurs consommations d'électricité sur leurs différents usages et cibler des économies d'énergie. Sur ces aspects du Numérique Responsable, voir la section 3.1.4.2.4 « La qualité de service un gage de confiance ».

3.4.4.4.3 Le numérique au service du développement des clients

La chaleur fatale du *data center* EDF de Val-de-Reuil (Eure) va être récupérée pour la future société voisine Eurapharma, qui bénéficiera d'une température ambiante de 15 à 25 °C dans son entrepôt. Un projet gagnant-gagnant tant sur le plan écologique que sur le plan économique, avec 6 GWh décarbonés par an pour Eurapharma, et un gain d'environ 1 million d'euros sur dix ans pour le Groupe grâce à la revente de cette chaleur.

Pour de nombreux exemples d'utilisation du Numérique dans l'accompagnement et le développement des clients, voir la section 3.1.4 « Développement d'usages sobres de l'électricité et services énergétiques innovants ».

3.4.4.4.4 Transparence et partage des données (open data)

Les outils numériques favorisent la transparence et le partage des données. Depuis 2020, le groupe EDF a choisi de mettre à disposition ses données publiques, notamment ses comptes consolidés, indicateurs de performance extra-financière, capacités installées du Groupe, productions associées ainsi que des données opérationnelles telles que le débit moyen journalier en rivière d'EDF Hydro. Cela se concrétise au travers d'une plateforme d'*open data*.

3.5 Gouvernance de la RSE

La gouvernance de la RSE s'appuie sur des lieux d'information et des instances de dialogue visant à toujours mieux identifier et prendre la mesure des risques et des opportunités propres à chaque enjeu, à chaque engagement. Cette identification constante est prolongée par un dispositif organisationnel complet visant à maîtriser la mise en œuvre des engagements du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées.

3.5.1 Politiques Groupe

3.5.1.1 Politique Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)

La nouvelle politique Responsabilité Sociétale d'Entreprise du groupe EDF a été adoptée en COMEX l'année dernière, en lieu et place de la précédente politique Développement durable.

Cohérence et subsidiarité

La performance environnementale, sociale et économique de l'entreprise provient d'abord des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre ces actions en formulant des exigences et des principes d'action communs visant à mettre en œuvre les 16 engagements RSE comme preuve du déploiement de la raison d'être du Groupe. Elle s'applique aux entités du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, et définit les priorités de niveau Groupe à l'horizon 2030 dont chaque entité assure la mise en œuvre, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

3.5.1.2 Autres politiques traitant de RSE (extension de la RSE)

Au-delà de la politique RSE, d'autres politiques Groupe portent divers aspects particuliers de la responsabilité d'entreprise (politiques RH, Fournisseurs, Éthique et Conformité, Sûreté Nucléaire…). En déclinaison de la raison d'être du Groupe, la RSE s'étend progressivement à tous les domaines d'activité du Groupe

3.5.2 Instances de gouvernance de la RSE

3.5.2.1 Conseil d'administration

La mission, les pouvoirs, la composition et le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF sont décrits en détail au chapitre 4, en section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ». L'un des Comités du Conseil d'administration, le Comité de responsabilité d'entreprise [1], examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise.

Début 2023, une réunion conjointe du Comité d'audit et du Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF a été organisée avant l'arrêté des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et l'approbation du rapport de gestion par le Conseil d'administration. Cette réunion conjointe des deux Comités, organisée pour la 1ère fois, avait pour objectif d'examiner, en présence de l'Organisme Tiers Indépendant et des Commissaires aux Comptes, les résultats de la performance ESG du Groupe publiés dans la DPEF de l'exercice 2022, ainsi que, pour la deuxième année consécutive, les résultats de la taxonomie (voir la section 4.2.3.4 « Comité de responsabilité d'entreprise »).

3.5.2.2 Comité Stratégique RSE (CSRSE)

Présidé par le Président-Directeur Général, et composé des Directeurs Exécutifs du Groupe [2], le Comité Stratégique RSE examine de manière approfondie l'ensemble des sujets de RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration [3].

Actualité 2022

Le CSRSE s'est réuni à trois reprises et a notamment traité de la notation extra-financière, du devoir de vigilance, des plans d'adaptation au changement climatique, et du système de management environnemental du Groupe.

3.5.2.3 Sustainable Development Committee (SDC)

Le SDC prépare les dossiers présentés en Comité Stratégique RSE et agit en comité de filière pour les compétences environnementales et sociétales. Il est présidé par la Directrice Développement Durable, et est composé d'une vingtaine de représentants en charge du développement durable dans leurs entités. Le SDC s'est réuni à 6 reprises en 2022.

3.5.2.4 Direction Impact

La Direction Impact, anciennement Direction Développement Durable, est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

Ambition

Elle a pour ambition de faire de la performance environnementale et sociétale du Groupe, en tant qu'entreprise responsable et dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, une source de différenciation qui crée de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes (salariés, actionnaires, clients).

Contribution à la transformation stratégique du Groupe

Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe, dans le respect du principe d'indépendance des gestionnaires de réseaux, en accompagnant les métiers et projets :

- dans la prise en compte concrète des enjeux environnementaux et sociaux (opportunités et risques) ;
- dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des quatre enjeux clés issus de la raison d'être dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles ;
- dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle de la RSE [4].

Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 » [5] du Groupe.

(1) Règlement intérieur du 8 octobre 2019.
(2) Ainsi que des Directeurs de la Communication, de l'Action régionale et de la Fondation du Groupe.
(3) Via son Comité responsabilité d'entreprise.
(4) Voir la section 3.5.4.1 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».
(5) Voir la section 3.6 « Méthodologie ».

Animation de la RSE

La Direction Impact anime la RSE dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir section 3.5.2.3 « *Sustainable Development Committee* »), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de management environnemental ou les réseaux de veille anticipative (voir les sections 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) » et 3.5.4.4 « Réseaux de veille anticipative »), animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes (voir section 3.4.1.1.1 « EDF, une pratique du dialogue et de la concertation »).

Le schéma détaillé de la gouvernance générale du Groupe en matière de RSE est analogue à celui qui figure en section 3.1.3 « Gouvernance climatique ».

3.5.3 Dialogue social

3.5.3.1 Le dialogue social international et européen

3.5.3.1.1 L'Accord Responsabilité Sociale Monde

Au-delà des enjeux environnementaux pris en compte dans la stratégie du Groupe, EDF demeure un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils.

Principes de l'Accord

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale, définit des principes sur plusieurs champs : le respect et l'intégrité ; le développement des femmes et des hommes ; le dialogue et la concertation ; le soutien aux populations et l'impact des politiques de l'entreprise sur les territoires.

Périmètre et durée

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe Monde sont couverts par les dispositions de cet accord collectif et les filiales du Groupe le portent dans une logique de progrès, en l'intégrant notamment dans leurs plans d'actions stratégiques. Signé en 2018 pour une durée initiale de 3 ans, cet accord a été prolongé de 2 ans par avenant signé le 29 novembre 2021 à l'unanimité des signataires.

Instance de suivi

Le Comité mondial de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF (CDRS) est composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord (11 organisations syndicales et 2 fédérations syndicales mondiales). Chargé du suivi de la mise en œuvre de l'accord, le CDRS a en 2022 notamment poursuivi ses travaux sur la mise en œuvre du Devoir de vigilance du groupe EDF, et sur les différents axes de sa feuille de route 2022-2024. Sa plénière annuelle, organisée le 15 juin 2022 en région parisienne, a permis à la quasi-totalité de ses membres de se réunir physiquement pour la 1ère fois depuis le début de la pandémie.

Feuille de route 2022-2024

Sur la base du bilan intermédiaire du déploiement de l'accord réalisé en 2021, le CDRS a défini ses principaux axes de travail pour les deux prochaines années de prolongation de l'accord. Pour redynamiser la mise en œuvre de cet accord, freinée par la pandémie, le CDRS s'est fixé une feuille de route visant notamment à intensifier le dialogue social sur la Responsabilité Sociale dans les filiales du Groupe, à développer l'association des partenaires sociaux à l'exercice du Devoir de Vigilance, ou encore à accompagner davantage les filiales et faciliter le fonctionnement du CDRS.

Devoir de Vigilance et dialogue social

Le CDRS constitue le lieu privilégié de dialogue avec les représentants des salariés sur l'exercice du Devoir de vigilance du groupe EDF concernant l'impact de ses activités sur les populations locales et le respect des droits de ses salariés et de ceux de ses fournisseurs. Depuis le 19 juin 2018, un point est systématiquement réalisé à chaque réunion du Comité de suivi de l'accord (3 fois par an en moyenne). Dans le prolongement de la journée de formation sur le Devoir de vigilance coorganisée à l'automne 2021 par la Direction du Dialogue Social du groupe EDF et les 2 fédérations syndicales mondiales signataires de l'accord, le CDRS a travaillé en 2022 sur les modalités d'association des représentants des salariés à l'élaboration du plan de vigilance et à la mise en œuvre du plan d'action annuel qui en découle. Le partage sur les différentes étapes du cycle annuel du Devoir de vigilance (bilan des actions de l'année précédente, actualisation du Plan de vigilance, élaboration du plan d'action pour l'année à venir, etc.) a permis de définir une méthodologie et d'identifier les moments clés auxquels solliciter la contribution du CDRS.

3.5.3.1.2 Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Le Comité d'Entreprise Européen, composé de 38 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises), a été marqué en 2022 par le déploiement de l'avenant n° 4 de l'accord collectif qui poursuit trois ambitions : rénover et simplifier le fonctionnement de l'instance mise en place en 2001 (composition, compétences, moyens…), déterminer le sort du Royaume Uni au sein de l'instance après le Brexit et intégrer les enseignements de la crise sanitaire.

Un séminaire d'installation de la nouvelle mandature 2022-2026 a été organisé par la Direction du Dialogue Social au mois de mars 2022 afin de partager sur une meilleure connaissance du Groupe et s'approprier les dispositions rénovées de l'accord. Ainsi, était prévu notamment une lecture partagée de l'accord collectif tel que révisé par l'Avenant n° 4, une présentation du Groupe et des grands domaines d'activités au périmètre européen ainsi que des interventions par chacun des Secrétaires adjoints de l'organisation du dialogue social par pays représentés au sein du CEE.

En 2022, le CEE a été réuni à trois reprises lors de deux séances ordinaires et une séance extraordinaire. Les séances ordinaires ont porté sur l'actualité des filiales européennes, la présentation annuelle des comptes consolidés du Groupe, un échange avec le Président Jean-Bernard Lévy et l'actualité des politiques européennes et leurs conséquences sur le Groupe. Conformément aux dispositions de l'Avenant n° 4, le CEE a été consulté au mois de novembre sur les orientations stratégiques, telles qu'approuvées par le Conseil d'administration d'EDF ainsi que leurs conséquences sur l'environnement et l'emploi.

La séance extraordinaire organisée le 12 avril 2022 a eu pour objet la consultation du CEE relative au projet d'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power, sur ses dimensions européennes. Un avis positif a été émis par le CEE.

Le Secrétariat du CEE a été réuni à deux reprises en 2022 en préparation des séances plénière et ont permis d'échanger sur l'actualité du Groupe en Europe, l'évolution du périmètre géographique du CEE et la situation des activités du Groupe en Ukraine et Russie.

Au travers des groupes de travail, les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec l'actualité européenne et les politiques Groupe (santé-sécurité, fermeture de sites, comptes consolidés, transition énergétique, égalité et diversité). À noter en 2022, la coordination entre le GT Santé Sécurité et le Pôle Santé Sécurité du Groupe pour l'organisation du Stop Santé Sécurité du 13 octobre 2022 dans l'ensemble des sociétés du Groupe en France et Europe.

3.5.3.2 Le dialogue social en France

Dans un contexte marqué à l'externe par la succession des crises – énergétique, pouvoir d'achat… – et, à l'interne, par des difficultés industrielles et économiques d'ampleur pour l'entreprise, le dialogue social continue d'occuper une place majeure à EDF, tant dans les IRP (près de 20 séances du CSEC sur l'année) que dans les négociations (avec, à relever, au titre des signes de confiance entre les acteurs du dialogue social, la signature unanime de l'accord mesures salariales en début d'année).

Rénové en profondeur et innovant dans ses modalités, le dialogue social accompagne aussi les transformations de l'entreprise et en particulier celle des modes de fonctionnement et de management : déployé durant l'année 2022 dans toute l'entreprise, l'accord TAMA, signé en novembre 2021, a permis la mise en mouvement collective des équipes vers plus de confiance, de responsabilisation et d'autonomie (voir la section 3.3.1.3.5 « Bien-être, organisation et temps de travail »).

3.5.3.2.1 L'agenda social 2022

L'agenda social 2022 a fait l'objet de plusieurs échanges avec les Délégués Syndicaux Centraux.

Plusieurs accords conclus à l'unanimité

- L'accord portant sur la mise en place et le fonctionnement du Comité Groupe France 2022-2026 ;
- L'accord sur les mesures salariales individuelles pour l'année 2022 ;
- L'accord sur les mesures salariales individuelles pour l'année 2023 ;
- L'accord collectif relatif à l'intéressement 2022.

Autres accords collectifs ou avenants conclus à EDF

- L'avenant à l'accord intéressement 2021 ;
- L'avenant à l'accord PEG 2021 ;
- L'accord relatif aux contributions d'EDF au PEG et PERCO pour 2023 ;
- L'avenant accord Groupe relatif aux modalités de financement d'EDF du régime de retraite supplémentaire du groupe EDF ;
- L'avenant modifiant l'accord de mise en place du régime de retraite supplémentaire dans le groupe EDF ;
- L'avenant à l'accord relatif à la mobilité durable du groupe EDF ;
- L'accord de méthode relatif aux négociations sur le Dialogue Social 2023 à EDF.

3.5.3.2.2 L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise EDF (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par le Directeur du Dialogue Social Groupe. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution ne relevant pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions, ou des orientations politiques.

Pour l'année 2022, cinq séances ont été organisées en présentiel, 12 sujets ont été présentés dont l'Université des métiers du nucléaire, le Guide repère des luttes contre les violences sexistes et sexuelles au travail, les études d'opinion 2021-2022 sur l'Image d'EDF et des énergies, le bilan 2021 des pratiques reconnaissance ou encore le recrutement par cooptation. La présentation des Résultats de l'enquête My EDF 2021 a fait l'objet d'un partage avec les coordonnateurs métiers du Groupe, invités pour la circonstance.

3.5.3.2.3 Les instances représentatives du personnel (IRP)

La cartographie des Instances de Représentation du Personnel compte en 2022, 48 Comités Sociaux et Économiques (CSE) d'Établissement et un Comité Social et Économique Central (CSE Central) au sein d'EDF, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF).

3.5.3.2.4 Le Comité Social et Économique Central (CSEC)

Le CSE Central, installé en décembre 2019, est composé de 25 représentants du personnel et de 4 Représentants Syndicaux.

L'actualité sociale très soutenue a donné lieu à 17 séances dont 8 séances extraordinaires en 2022, portant sur les consultations récurrentes telles que la situation économique et financière ou la politique sociale d'entreprise, ainsi que des projets tels que l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power, des projets immobiliers inter-Directions, les bilans des SSTIE, le passage de l'hiver, le projet de prime de partage de la valeur, l'avancée des projets Nouveau Nucléaire de Flamanville 3, les projets d'EPR2 en France, Jaitapur en Inde, Hinkley Point C et Sizewell C au Royaume Uni ou encore le projet de création de la filiale Nuward SAS portant le projet SMR. Enfin le CSEC a également été informé sur le projet d'Offre Publique d'Achat Simplifiée au mois d'octobre.

3.5.3.2.5 Le Comité Groupe France (CGF)

Le CGF, lieu de dialogue à l'échelle du Groupe en France regroupe 28 représentants des salariés des filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, Framatome, Enedis, IZI Confort, Électricité de Strasbourg, Dalkia Electrotechnics).

Le 25 avril 2022, l'accord collectif relatif au Comité Groupe France a été signé unanimement par les 4 organisations syndicales représentatives. Cet accord permet d'améliorer le fonctionnement du Comité, de maintenir un dialogue social structuré portant sur les enjeux industriels, sociaux, environnementaux et d'innovation au périmètre du Comité Groupe France et d'assurer la même qualité de dialogue social en région sur les enjeux d'emploi de mobilité et d'alternance.

En 2022, le CGF s'est réuni à 6 reprises dont deux séances extraordinaires. Les 4 séances ordinaires ont donné lieu à l'examen des politiques du Groupe et notamment le déploiement de la politique santé sécurité Groupe, la situation de l'emploi, la mobilité et la formation, la situation économique et financière du Groupe, avec assistance d'un expert-comptable auprès des élus, les orientations stratégiques du Groupe, l'actualité des filiales en France et la visite du site SMURFIT de Dalkia à Biganos. Les 2 séances extraordinaires en fin d'année ont été consacrées au processus d'information du CGF sur l'Offre Publique d'Achat Simplifiée déposée par l'État français à l'Autorité des marchés financiers le 3 octobre et à l'audition du représentant de l'État.

3.5.3.3 Mesure du dialogue social

L'indicateur de dialogue social retenu à la maille du Groupe mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. L'engagement consiste, tout en tenant compte de certaines particularités rencontrées à l'international, à situer la performance sociale de cet indicateur au-delà de 87 % de salariés couverts au périmètre consolidé.

	Objectif annuel	2020	2021	2022
Taux de salariés couverts par une convention collective *(en %)**	87	87,2	87,5	88

**Voir la section 3.6 « Méthodologie ».*

3.5.4 Leviers de transformation

3.5.4.1 Intégration des engagements dans le processus stratégique du Groupe et dans le criblage des projets

3.5.4.1.1 Lettres de cadrage et revues de performance

Les engagements RSE sont mis en œuvre et déclinés dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

3.5.4.1.2 Investissements

Les projets et investissements soumis à l'approbation des divers Comités des engagements du Groupe, et en particulier ceux du Comité exécutif du Groupe [1] (CECEG) font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Lorsque nécessaire, la Direction Impact organise des due diligences spécifiques à ces enjeux.

3.5.4.2 Système de management de l'environnement (SME)

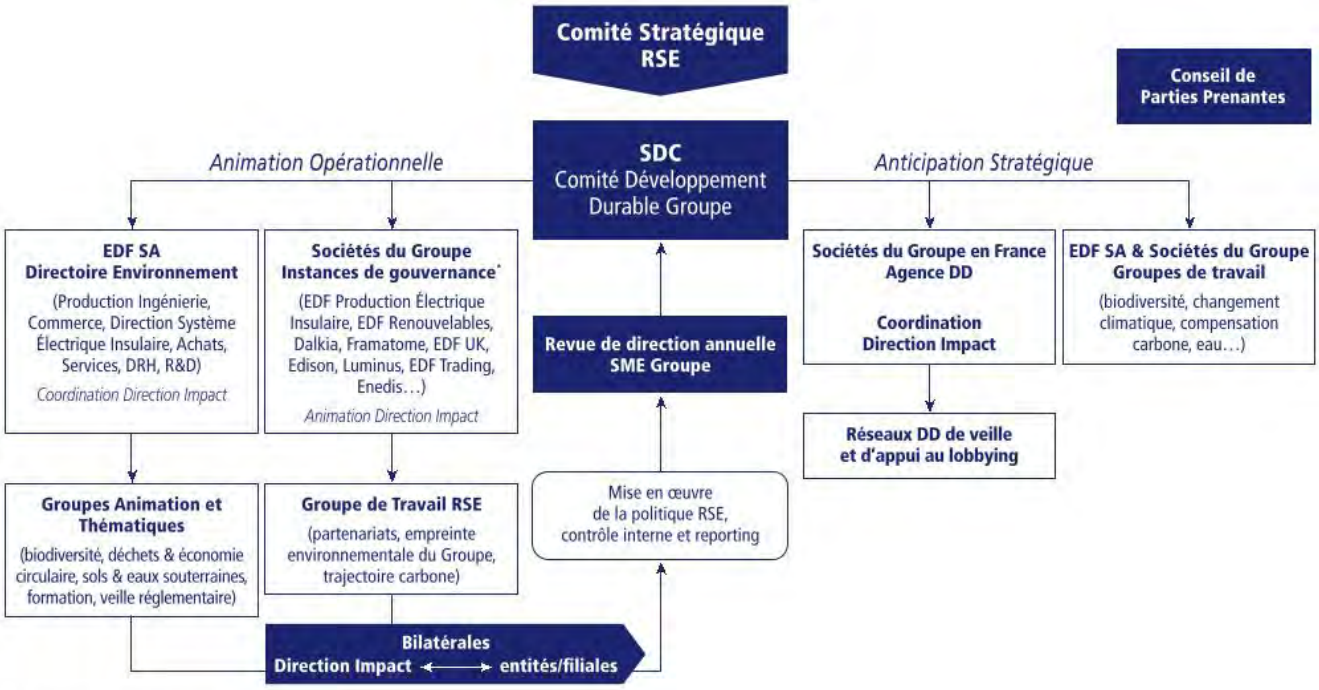
Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un système de management environnemental (SME). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF (voir le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et la section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE ») qui définissent les orientations et performances environnementales à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes.

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [2] du Groupe met en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux, définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et autorité associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting de durabilité obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

La Direction Impact assure la coordination générale du SME Groupe et les interfaces nécessaires avec EDF et les filiales à travers une animation opérationnelle du management de l'environnement qui implique la participation de chaque entité ayant des impacts environnementaux significatifs de niveau Groupe.



* Directoires environnement ou équivalent

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001 (version 2015). Tous les sites industriels sont couverts par un SME, et plus de 80 % par un SME certifié.

En 2022, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR confirment la qualité du leadership, des stratégies et des politiques construites en cohérence avec les enjeux territoriaux et les besoins et attentes des parties prenantes. Les auditeurs soulignent également le pilotage efficace et rigoureux des systèmes de management de l'environnement des entités et filiales certifiées et constatent une progression de la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers, avec une prise en compte renforcée des enjeux liés au CO_2 et à la biodiversité.

(1) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.

(2) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie, de distribution et de commercialisation de biens et services

3.5.4.3 Pilotage des risques environnementaux

Les risques environnementaux, y compris ceux liés au changement climatique, sont intégrés au système de management de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe en lien avec la gestion des risques Groupe. Ils font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique RSE du Groupe.

3.5.4.3.1 Identification des risques environnementaux

L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise »). Chaque société établit sa cartographie de risques, en lien avec la méthodologie du Groupe et définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques. Comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs portent sur les thématiques suivantes :

Principaux risques environnementaux	
Facteurs de risque	Activités les plus concernées
• le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre	Activités de production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile
• les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets • la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes • la gestion de la ressource en eau	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

La principale évolution réside dans l'observation des effets du changement climatique avec des températures en période estivale plus élevées et des épisodes de sécheresse qui renforcent la pression sur les milieux et sur certaines activités du Groupe, notamment les activités de production hydraulique et nucléaire.

À fin 2022, le Groupe compte 8 sites Seveso seuil haut [(1)] et 32 sites Seveso seuil bas [(2)].

3.5.4.3.2 Maîtrise des risques environnementaux

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre son système de management environnemental Groupe. Il repose sur une politique active d'investissements intégrant :

- les meilleures technologies disponibles (MTD) en matière de protection de l'environnement ;
- un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, comportant si besoin des opérations de dépollution ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ;
- des inspections et audits sur les sites de production et tertiaires ;
- une politique de gestion de crise.

Politique gestion de crise

La politique Groupe de gestion de crise prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 2.1.3.6 « Gestion de crise et continuité d'activité »). L'incident industriel du site Seveso de Lubrizol en France (hors EDF) a fait l'objet d'une évolution du cadre réglementaire et a donné lieu à un retour d'expérience interne spécifique afin de dégager des pistes de progrès en matière d'aménagement et de protection des ouvrages de stockage.

Événement environnemental à enjeu (EVE) [(3)]

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Aucun EVE

Les actions de maîtrise de surveillance et de contrôle des process de production ont permis de ne pas être confronté à un événement environnemental à enjeu impliquant un impact important sur l'environnement. Certains événements d'exploitation tels que fuites d'hydrocarbures ou défaut de lignage dans les transferts d'effluent, peuvent être suivis de litiges issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, DREAL, etc.).

En 2022, le montant des amendes pénales prononcées à l'encontre d'EDF s'est élevé à 3 000 euros (avec sursis), pour un manquement constaté à la législation relative à la protection des espèces protégées, sur le site hydroélectrique de Vieux Pré à Pierre Percée (Meurthe-et-Moselle). Suite à l'évènement, une convention a été conclue avec les acteurs locaux de la pêche, prévoyant le financement par EDF d'un programme annuel d'actions.

Réduction du risque chimique

Pour réduire les risques de pollution, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement, lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme préoccupantes.

Substitution et élimination

Les produits de substitution répondent souvent à des éco-labels par exemple pour les produits d'entretien (concerne les filiales Citelum, Électricité de Strasbourg et les *data centers*). Suite aux études R&D, des substitutions sont mises en œuvre tels que les huiles éco-acceptables pour la production hydraulique en cours de généralisation, le fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, les vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction Immobilier et Citelum), l'arrêt de l'utilisation de pesticides par la Direction Immobilière.

PCB et PCT

EDF Hydro, Direction Immobilier, Enedis poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [(4)] et PCT [(5)] de plus de 50 ppm en concentration. Ces plans d'actions, poursuivis en 2022, sont conformes aux prévisions. Pour le département « Laboratoire des Matériels Electriques » sur le site des Renardières, le sujet a été traité à 100 % l'an passé. L'élimination totale est fixée à fin 2025 pour EDF SEI. Les métiers de production thermique et nucléaire ne disposent plus d'appareils dépassant ce seuil.

(1) Il s'agit des sites de Bellefontaine B, Pointe Jarry, Port Est et Jarrie en France, Hole House au Royaume-Uni, Collalto, Cellino et San Polito en Italie.

(2) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.

(3) Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.

(4) PCB : Polychlorobiphényles.

(5) PCT : Polychloroterphényles.

Prévention feux de forêt

La prévention des feux de forêt est intégrée à la maîtrise des risques environnementaux.

Prévention incendie au Brésil

Sinop Energia et ses sous-traitants ont mis en place un plan d'urgence pour les incendies de forêt, conformément à la législation forestière nationale. Le plan de contingence est un ensemble d'actions destinées à éviter les dommages causés par les incendies, prenant la forme d'un suivi périodique qui tient compte de la préservation de l'environnement, des ressources naturelles et des moyens de subsistance. Ce plan établit des procédures à adopter par les agences impliquées (directement et indirectement) dans la prévention, la préparation et la réponse aux événements d'urgence pouvant survenir pendant la saison sèche. La zone couverte comprend le barrage de la centrale hydroélectrique de Sinop, la route d'accès, la ligne de transmission et les zones en cours de restauration de la végétation (en particulier les zones qui ont déjà connu des incendies auparavant ou qui ont une forte probabilité d'occurrence). L'objectif principal des sapeurs-pompiers est d'agir sous le commandement du chef d'unité et du responsable incendie dans toutes les actions de prévention menées. Il s'agit de minimiser le risque d'apparition d'incendie : surveillance foncière, fonctionnement des systèmes de surveillance, établissement de calendriers de brûlage avec les producteurs ruraux, sensibilisation à l'environnement, et éducation de la population… Par ailleurs, il est prévu d'autres actions de prévention des risques d'incendie (Ouverture et/ou entretien d'anciennes routes servant de pare-feu, entretien des pare-feu dans les limites des propriétés foncières, dégagement sous ligne de transmission, maintenance et mise à jour de la brigade des pompiers, formation et recyclage avec les pompiers, achat et entretien du matériel de lutte contre les incendies, suivi des actions de lutte contre l'incendie).

Détachement de sapeurs-pompiers volontaires

En 2022, et face à la gravité des incendies et à leur intensité exceptionnelle, EDF et Enedis ont pris la décision de libérer l'ensemble des sapeurs-pompiers volontaires d'EDF et d'Enedis non-indispensables à la production et à la continuité de la fourniture d'électricité, de manière à ce qu'ils puissent rejoindre leurs collègues pompiers déjà engagés. Labélisée « Employeur de Sapeurs-Pompiers Volontaires », Le groupe EDF facilite le détachement des sapeurs-pompiers volontaires pour répondre aux missions de service public de secours ainsi que pour des actions de formation [1].

3.5.4.4 Réseaux de veille anticipative

EDF anticipe les évolutions des politiques environnementales et énergétiques afin de prendre les mesures appropriées pour garantir la conformité réglementaire et pour gérer les enjeux d'intégration au *business* ou de risque réputationnel. La Direction Impact anime à cet effet un dispositif de veille anticipative qui mobilise et coordonne les experts du Groupe.

Réseaux de veille

Ce dispositif s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux de veille » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique, finance durable.

Agences développement durable

Les pilotes de chaque réseau se réunissent mensuellement en Agence du Développement Durable dont le rôle est de veiller à la transversalité des approches et de s'assurer de la prise en compte des enjeux du Groupe.

Transversalité

Le travail est mené en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes.

Reconnaissance

EDF a été considéré par le *think tank* « *InfluenceMap* » parmi les 17 entreprises soutenant le plus activement la réglementation alignée sur les Accords de Paris [2].

3.5.4.5 Processus de gestion des controverses

Le groupe EDF accorde une grande importance à l'identification, la prévention, l'atténuation et la remédiation des risques d'atteinte grave aux droits de l'homme, à l'environnement et à la santé-sécurité dans l'ensemble de ses activités et de ses projets, et à leur remédiation. Dans ce cadre, afin de permettre d'identifier et d'anticiper les risques de controverses ESG (Environnement, Social et Gouvernance), EDF a mis en place un double dispositif de gestion des controverses :

Prévention

Dans une logique anticipatrice et grâce aux outils de veille [3], EDF identifie les risques de controverses ESG en France et à l'international aussi bien sur ses activités en exploitation que sur ses projets. EDF qualifie ces risques en concertation avec les entités et les pays concernés et décide des mesures et/ou des communications adéquates ;

Engagement et réactivité

EDF fournit systématiquement, et en toute transparence, aux agences de notation des explications sur les sujets considérés comme controversés. Ce suivi s'applique notamment dans le criblage des projets éligibles aux financements par émissions vertes d'EDF

3.5.4.6 RSE et rémunération des cadres dirigeants

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe se fonde également sur des critères financiers et des critères RSE. Les critères RSE peuvent représenter jusqu'à 15 % de la rémunération variable des cadres-dirigeants, et se composent d'un critère climat et de deux critères sociaux.

Un critère Climat, basé sur l'intensité carbone

	Poids dans la part Groupe des bonus	Résultat 2022	Objectif cible 2022	Taux d'atteinte 2022
Intensité carbone	30 %	50 gCO_2/kWh	56 g CO_2/kWh	120 %

Deux critères sociaux

Le LTIR global [4] et l'indice d'engagement [5] représentant à eux deux jusqu'à 30 % (17,5 % + 12,5 %) de la part du bonus liée aux objectifs propres aux différentes structures du Groupe (Directions, sociétés). Depuis 2022, l'indice d'engagement remplace l'indice de leadership afin de renforcer le lien entre la rémunération des dirigeants et les engagements RSE du Groupe.

Par ailleurs, la rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants est également basée, au-delà des critères financiers, sur des critères RSE, à savoir : notation obtenue auprès de l'agence CDP (climat et eau) ainsi que le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe. Ces deux critères représentent 20 % de cette rémunération variable.

(1) Communiqué de presse du 11 août 2022. Pour rappel, une convention cadre a été signée en 2017 entre EDF et le ministère de l'Intérieur pour soutenir le volontariat des collaborateurs de l'entreprise en tant que sapeurs-pompiers.
(2) *How companies really impact progress on climate*, 2019, influencemap.org/climate-lobbying.
(3) Tels que tels que RepRisk.
(4) Voir la section 3.3.1.3.3 « Accidents du travail ».
(5) Voir introduction de la section 3.3 « Bien-être et solidarités (MyEDF) ».

3.5.4.7 Partenariats

Les partenariats constituent un engagement important pour le Groupe afin de faire la preuve de sa mobilisation pour la transition énergétique dans les territoires. Ces partenariats sont déclinés en cohérence avec la raison d'être d'EDF, construits dans le dialogue avec les parties prenantes et en résonance avec les quatre grands enjeux de Responsabilité sociétale d'Entreprise.

Enjeux clés RSE	Références complètes dans la DPEF	Exemple
Neutralité carbone et climat	Sections 3.1	Iddri
Préservation des ressources de la planète	Sections 3.2	LPO
Bien-être et solidarités	Sections 3.3	Ashoka
Développement responsable	Sections 3.4	UNCPIE

3.5.4.8 Communication responsable

EDF développe depuis plus de 20 ans une communication pédagogique, responsable et de proximité, construite autour de ses valeurs de service public et fondée sur l'authenticité et le respect. Le groupe EDF se classait l'an passé premier au palmarès des entreprises les plus crédibles en matière de communication, dans la catégorie *utilities*/énergie [1].

3.5.4.8.1 Une communication responsable autour des quatre enjeux de la raison d'être

Dans sa communication, le Groupe s'exprime en cohérence avec les quatre grands enjeux de Responsabilité Sociétale d'Entreprise, déclinés à partir de sa raison d'être.

Neutralité carbone et climat
Forum International de la météo et du climat

Le Forum International de la Météo et du Climat est un événement annuel international dédié au partage de connaissances sur les sciences de l'atmosphère et du climat dont EDF est partenaire depuis 2007. À l'édition 2022, lors du colloque « Neutralité carbone : comment fait-on pour y parvenir ? », le Groupe a rappelé l'importance d'accélérer la transition du système énergétique vers la neutralité carbone.

Préservation des ressources de la planète
Business for Nature

Aux côtés de 330 acteurs économiques, EDF a été signataire du *COP15 Business Statement for Mandatory Assessment and Disclosure* de *Business for Nature*, qui vise à inciter les gouvernements à rendre obligatoires l'évaluation et la publication des impacts et dépendances à l'égard de la nature pour toutes les grandes entreprises.

Bien-être et solidarités
Marche pour l'eau 2022 en faveur du village de Loma Verde en Colombie

Depuis 2019, la Fondation soutient l'initiative de l'association Vision du Monde qui organise dans 30 pays la « Global 6KM for water », une marche solidaire destinée à favoriser l'accès à l'eau potable. Au-delà du symbole que représente ce parcours de 6 km, les contributions des participants permettent de financer la construction d'installations d'accès à l'eau. En 2022, ce sont 2802 participants du groupe EDF et du Réseau des écoles de la 2e chance qui se sont mobilisés. La Marche pour l'eau a permis de collecter les 53 000 euros visés. Cela bénéficie au village de Loma Verde (Cordoba) en Colombie où 6 000 villageois dépendent totalement de l'eau de pluie, recueillie de façon artisanale et non traitée, ce qui engendre de graves problèmes de santé.

Développement responsable
EDF lance le podcast « Engagés »

EDF a lancé « Engagés », un podcast accessible à tous sur les plateformes de streaming. Chaque épisode permet d'aborder les enjeux RSE du Groupe en donnant la parole aux parties prenantes, salariés comme partenaires externes.

3.5.4.8.2 Une communication responsable visible du grand public

EDF primé pour la Transparence de sa communication RSE

En 2022, le groupe EDF a été lauréat de la 13e édition des *Transparency Awards* décernés par Labrador France [2], succédant ainsi à Schneider Electric dans la catégorie *ESG Transparency Award*. Ce Prix, qui fait référence sur la place, récompense depuis 2009 la transparence et la qualité des informations ESG publiées par les entreprises, et valorisant cinq piliers de la transparence : accessibilité, précision, comparabilité, disponibilité, et clarté.

Publication de l'Impact Score d'EDF

En 2022, EDF a été la première grande entreprise française à publier son Impact Score. Le Groupe atteint 68/100 (pour une moyenne des entreprises ayant déjà révélé leur Impact Score à 55/100). Ce référentiel développé par le Mouvement Impact France permet de cartographier à 360° l'impact du Groupe sur 5 piliers : stratégie à impact, impact social, externalités écologiques, partage du pouvoir, partage de la valeur.

EDF signataire du programme FAIRe

EDF est signataire du programme FAIRe, mené par l'Union des marques. Ce programme permet aux entreprises de prendre le virage de la communication responsable et à l'Union des marques d'évaluer annuellement leurs performances dans ce domaine. En 2021, date de la dernière évaluation, EDF obtenait la note de 2,67/3, en légère hausse par rapport à 2020, et au-delà de la moyenne générale des adhérents.

Campagne « Sobriété énergétique »

Sur le thème de la sobriété énergétique, EDF a conçu une campagne de communication à destination du grand public valorisant le passage à l'action via des « gestes utiles ». EDF incite chacun à agir pour réaliser des économies d'énergie à travers trois leviers : baisser, éteindre ou décaler sa consommation d'énergie.

(1) Palmarès Epoka, 29 janvier 2021, dernier en date : player.vimeo.com/video/502701862 ?title=0&byline=0&portrait=0.
(2) Créée en 1992, Labrador est une agence de services dédiée à la transparence de l'information d'entreprise, qui contribue à développer un référentiel partagé par l'ensemble des acteurs de la transparence. Elle opère en France et aux États-Unis.

3.6 Méthodologie

3.6.1 Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par le reporting extra-financier [1] est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe. Il englobe EDF, ainsi que les filiales contrôlées exclusivement (intégration globale à 100 % de la valeur des indicateurs), conformément aux normes financières (IAS-IFRS).

Les contributions des entités mises en équivalences sont exclues du reporting de durabilité à l'exception de l'indicateur sur les capacités renouvelables en consolidation nette.

Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées au périmètre de consolidation dans l'année qui suit leur date d'acquisition pour les données environnementales et sociétales, dans l'année d'acquisition pour les données sociales dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données d'effectifs et de capacités de production sont présentées à la date du 31 décembre de l'année.

Les indicateurs sont remontés sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- des règles susmentionnées en termes de variation de périmètre ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales :
  - concernant les données environnementales et sociétales, seules les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; en fonction des enjeux environnementaux, les données de certaines filiales incluses dans le périmètre financier peuvent ne pas figurer dans le reporting concerné, en raison de la nature de l'activité ou de la taille très peu significative,
  - concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting de durabilité du Groupe en vigueur en 2022. Dans l'éventualité de données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

3.6.2 Périmètres 2022

En 2022, Izivia, Hynamics, Sowee, Energy2Market, Citegestion (entité restante après évolution de Citelum), ainsi que EDF Andes Spa et Lingbao intègrent progressivement le périmètre des indicateurs sociaux, avec priorité sur les indicateurs Emplois pour 2022.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales, sociétales ou environnementales au 31/12/2022	Périmètre Indicateurs environnementaux	Périmètre Indicateurs sociaux
Électricité de France, Enedis, EDF PEI, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, EDF ENR, Dalkia, Framatome, Cyclife holding, EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Norte Fluminense, MECO, China Holding,	X	X
EDF Trading	X*	X
Citegestion (évolution de Citelum), Iziconfort (ex Cham), IZI solutions, Izi Solutions Renov, G2S, Izivia, Energy2market, Sowee, Hynamics, EDF Andes Spa, Lingbao		X

* *Uniquement la filiale EDF Trading North America et sa filiale EES – EDF Energy Services (USA).*

3.6.3 Précisions sur les informations RSE

3.6.3.1 Précisions sur la matrice de matérialité du groupe EDF

Une matrice de matérialité croisant les enjeux RSE prioritaires des parties prenantes avec ceux du groupe EDF a été publiée en 2018 sur la base des principes méthodologiques contenus dans la norme AA1000 en matière d'implication des parties prenantes dans l'identification, la compréhension et les réponses données aux problématiques et aux préoccupations sur le développement durable, ainsi que sur la base du Standard 101 du GRI, qui guide la qualité et le contenu du reporting afin de répondre aux attentes des parties prenantes. La méthodologie [2] a été mise en œuvre à travers quatre étapes clés :

- une première étape d'identification des enjeux a consisté à cartographier les enjeux de développement durable existants et émergents d'EDF, sous forme d'interviews d'experts internationaux (*Key Opinion Leaders*), de membres du Comité exécutif du Groupe et de ses filiales, ainsi que de *benchmarks* et de données bibliographiques appropriées. Les enjeux, traduisant à la fois des risques et des opportunités pour l'ensemble des activités du groupe EDF ont été sélectionnés selon quatre critères : lien avec la stratégie, la gouvernance, la performance ; capacité à substantiellement influencer la création de valeur ; potentielle perte d'opportunité si l'enjeu n'était pas suivi ; importance aux yeux des parties prenantes ou s'inscrivant dans une controverse existante ;
- la seconde étape d'évaluation des enjeux avait pour objectif d'évaluer la matérialité des enjeux identifiés. Deux processus ont été menés en parallèle, auprès de parties prenantes internes et externes. Les parties prenantes ont été consultées sur l'importance de l'enjeu pour le groupe EDF, ainsi que sur la performance perçue par le Groupe vis-à-vis de cet enjeu. Chaque partie prenante a défini la notion d'« importance » selon son rôle dans l'entreprise ou sa relation avec le groupe EDF, qui pouvait intégrer tout ou partie des critères du Standard GRI 101 (impacts économiques, environnementaux, sociaux, intérêt des parties prenantes, défis futurs, etc.) ;
- la criticité et l'importance pour EDF ont été évaluées par deux comités (le comité de publication extra-financière, réunissant le management des Directions Commerce, Achats, Finance, RH et un second comité réunissant experts et managers des Directions de la Stratégie, de la Régulation, des Risques, de l'Innovation, et de CAP 2030). Quatre représentants d'organisations syndicales (CGT, CFDT, FO, CFE) et quatre membres du Comité exécutif ont été également consultés à ce stade sous forme d'interviews. Cette évaluation a également permis de cribler le niveau de performance estimé (de très bon à non pris en compte) ;
- la criticité et l'importance pour les parties prenantes externes ont été évaluées par treize parties prenantes du Groupe interviewées au travers de questions ouvertes et fermées visant à recueillir des informations qualitatives sur les enjeux et à identifier d'éventuels enjeux non identifiés lors de l'étape de cartographie. Ces parties prenantes ont été choisies en cohérence avec la cartographie des parties prenantes du groupe EDF, représentant les autorités publiques, les acteurs financiers, les clients, les fournisseurs, la société civile. Ces treize parties prenantes ont sélectionné chacune dix enjeux considérés comme les plus importants à l'horizon 2030 parmi la liste des enjeux formulés en phase 1, en justifiant le cas échéant l'ajout d'autres enjeux. Cette évaluation a également permis de cribler le niveau de performance estimé (de très bon à non pris en compte) ;

(1) Au sens de la Déclaration de performance extra-financière tel que défini par l'ordonnance n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 relative à la publication d'informations non financières.
(2) Le Groupe a été accompagné par le cabinet Utopies.

- la troisième étape de criblage des enjeux a consisté à challenger les résultats consolidés sous la forme d'une première matrice de matérialité synthétisant en abscisse l'importance des enjeux RSE vue par le groupe EDF et sur l'axe des ordonnées l'importance de ces enjeux pour les parties prenantes du Groupe. Cette phase de dialogue et de test a été réalisée durant une journée de travail avec le Conseil Développement Durable [1] du groupe EDF, tant sur le fond des résultats obtenus (les enjeux et leur hiérarchisation) que sur la forme à leur donner (type de matrice de matérialité). Au final, 35 enjeux ont été retenus et priorisés ;
- la dernière étape d'élaboration collaborative a consisté en un processus de validations managériales associant les membres du CODIR de la Direction Impact, puis les membres du CODIR de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie (DIRES) du groupe EDF. Ce processus a été conclu par la validation du Directeur Exécutif Groupe en charge de la DIRES.

En 2019, le panel de parties prenantes externes d'EDF, le Conseil Développement Durable, a tenu une nouvelle session sur le thème de l'analyse de matérialité du Groupe. Il a proposé, au vu des meilleures pratiques de place, de synthétiser le nombre d'enjeux figurant dans la matrice, les réduisant de 35 à 18 enjeux. En 2020, et suite à l'adoption de la raison d'être du Groupe, la formalisation des enjeux de durabilité du Groupe a été à nouveau examinée par le Conseil Développement Durable, notamment au regard des risques de durabilité de la cartographie des risques du Groupe pour passer de 18 à 16 enjeux prioritaires. La matrice de double matérialité du groupe EDF reste inchangée depuis lors.

3.6.3.2 Précisions sur les enjeux RSE

Les 16 enjeux RSE	Appropriation des enjeux par le Groupe
Trajectoire carbone du Groupe	Au regard de l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, l'ambition du Groupe en matière de trajectoire carbone est traduite sous la forme d'objectifs à moyen terme (2030) et à court terme (2023). Sur la base d'une production décarbonée d'origine nucléaire, elle s'accompagne d'un objectif en matière de développement des énergies renouvelables, d'un engagement en matière de sortie du charbon et d'une implication forte dans le dispositif TCFD préconisé à l'échelle internationale en matière de gouvernance climatique.
Solutions de compensation carbone	Pour le Groupe, le recours à la compensation carbone constitue la dernière étape d'une démarche d'atteinte de la neutralité. En aucun cas la compensation carbone ne doit se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions du Groupe, qu'elles soient directes ou indirectes. Mais au-delà de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, la compensation carbone peut permettre de contribuer à la transition vers une société bas carbone et répondre ainsi aux attentes des parties prenantes du groupe EDF.
Adaptation du changement climatique	Le Groupe a engagé en 2020 la mise à jour de sa stratégie d'adaptation au changement climatique, en adoptant une approche holistique couvrant non seulement les risques physiques mais également les risques de transition. Cette stratégie nationale s'accompagne de plans d'adaptation élaborés au niveau de chaque entité du Groupe, mis à jour avec une fréquence minimum de 5 ans.
Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Dès lors que l'électricité est largement décarbonée, le développement des usages est un levier majeur de décarbonation de l'économie. Le Groupe contribue activement à cet objectif au moyen d'offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, entreprises, collectivités) et développe une gamme de solutions transverses innovantes.
Biodiversité	Les enjeux de la neutralité carbone sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité dans laquelle le Groupe est engagé de longue date. Le Groupe renouvelle en 2020 son engagement au moyen de deux dispositifs volontaires soutenus par l'État : initiative « Entreprises Engagées pour la Nature » (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB). ; « Act4nature International », sous l'égide de l'association Entreprises pour l'environnement (EPE).
Gestion responsable du foncier	Le Groupe veut agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou occupe. Dans ce cadre, les métiers et filiales du Groupe devront accorder la plus grande importance à la densité énergétique des projets, à prévenir les risques de pollutions, à réduire l'imperméabilisation et limiter l'artificialisation des sols, et à promouvoir les solutions innovantes pour le multi-usage du foncer.
Gestion intégrée et durable de l'eau	Gestionnaire et utilisateur de l'eau sur ses sites, le Groupe agit en faveur d'une gestion responsable et intégrée de cette ressource, tant au plan quantitatif que qualitatif, et partage l'eau au sein des territoires où il opère.
Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Dans ce cadre, le Groupe s'engage à favoriser une approche d'économie circulaire, à éviter la production de déchets conventionnels et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur, à éliminer ou substituer les substances à risque pour l'environnement et les personnes, à assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs.
Sûreté, santé et sécurité de tous	Le Groupe s'engage en faveur de la santé et de la sécurité de tous. À ce titre, via ses métiers et filiales concernés, il s'engage à appliquer les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politique santé sécurité et de santé environnementale.
Éthique et conformité et droits humains	Le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le Groupe s'engage à respecter et faire respecter les droits humains dans toutes ses activités, partout où il est présent.
Égalité, diversité et inclusion	Le groupe EDF s'engage à développer les actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes handicapées, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations, à soutenir la parentalité, à maintenir et parfaire un haut niveau de dialogue social, à sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions du développement durable dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.
Précarité énergétique et innovation sociale	Le Groupe confirme et renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité, en intensifiant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale, et de mécénat.
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	L'ambition du Groupe est d'organiser autour de chaque nouveau projet supérieur à 50 millions d'euros, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones, tout au long du cycle de vie des projets.
Développement territorial responsable	Le groupe EDF s'engage à contribuer au développement des territoires au sein desquels il opère, à la fois par sa contribution en termes d'emplois locaux, par sa contribution en termes d'achats locaux et de création de valeur économique et par sa contribution fiscale. Le groupe EDF s'engage aussi en matière de développement d'énergies bas carbone et d'accès à l'énergie dans les pays en développement.
Développement des filières industrielles	Le Groupe s'engage à contribuer au développement des filières industrielles requises par la transition énergétique (énergies marines, éolien offshore, photovoltaïque flottant, batteries, hydrogène…) ou à leur redynamisation (nucléaire) en redéployant et en développant les compétences nécessaires, et en mettant en place les dispositifs d'accompagnement, de reconversion et de protection des salariés en vue d'une transition juste.
Numérique responsable	Le Groupe s'engage en matière de sécurité des systèmes d'information et de patrimoine matériel et immatériel, à la fois sur les expertises et dispositifs techniques nécessaires et sur les volets comportementaux, adressés par toutes actions de sensibilisation. Le Groupe s'engage en faveur d'une transformation numérique sobre et responsable, réduisant son empreinte carbone et celle de ses clients. Le Groupe renforce l'accessibilité aux informations (*open data*) dans une démarche d'innovation et d'inclusion.

(1) Conseil Développement Durable, voir la section 3.5.1.2 « Des panels de parties prenantes ».

3.6.3.3 Précisions sur la relation entre les enjeux RSE issus de la matrice de matérialité et les risques de durabilité issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe [1]

La relation entre les enjeux RSE issus de la matrice de matérialité et les risques de durabilité issus de la cartographie des risques majeurs du Groupe figure en introduction du chapitre 3 dans la synthèse des 16 engagements RSE du groupe.

3.6.3.4 Précisions sur les indicateurs de performance (KPI)

Engagement Trajectoire carbone ambitieuse

KPI : Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur

L'indicateur est le ratio entre les émissions de CO_2 directes des centrales de production d'électricité et chaleur et leurs productions associées. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2022 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés (√). L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Solutions de compensation carbone

KPI : Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone

Afin de sensibiliser les entités aux notions de compensation et leur donner un cadre pour leurs initiatives de compensation et achats des crédits carbone, la Direction Impact d'EDF a finalisé un guide d'application de la politique le 18 mai 2021. Le calcul de l'indicateur est fondé sur la conception et le déploiement de ce guide dans les entités, et sa mise en application au sein des entités concernées. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Adaptation au changement climatique

KPI : Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique

Le calcul de l'indicateur est adossé aux étapes du déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique. En cohérence avec les exigences de la TCFD ainsi qu'avec l'enjeu d'adaptation des ouvrages du Groupe face aux risques liés au changement climatique, EDF revoit tous les 5 ans ses plans d'adaptation. Le calcul de l'indicateur est fondé sur l'avancement de la mise en œuvre des nouveaux plans entre 2021 et 2022 au sein des entités concernées. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Développement des usages de l'électricité et services énergétiques

KPI : Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants

En 2022, EDF a calculé les émissions évitées grâce aux activités suivantes, exercées par EDF, Dalkia, EDF Luminus, EDF UK, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Cet indicateur est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

Engagement Biodiversité

KPI : Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif *act4nature* international

En 2020, EDF a introduit cet indicateur, en substitution du précédent indicateur relatif à la connaissance écologique du foncier. Ce nouvel indicateur reflète les engagements du Groupe dans le dispositif « Act4nature international », à la maille du Groupe.

Les objectifs sont labellisés dans le dispositif externe « Act4nature international » porté par l'initiative « *Business for Nature* ». Cet indicateur est calculé sous la forme d'un taux de réalisation des actions engagées de 2020 à 2022, prolongé en 2023. Ces actions sont relatives à la prise en compte des questions de biodiversité dans la politique biomasse, les émissions de CO_2, la R&D, la gouvernance interne, les *Green Bonds*, la sensibilisation et la formation. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Gestion responsable du foncier

KPI : Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier

L'installation des solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier est fondée sur la mise en service de projets d'agrivoltaïque et/ou de projets de PV flottant. La mise en service des projets phares du Groupe au plus tard 2026 attestera d'un déploiement complet. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Gestion intégrée et durable de l'eau

KPI : Intensité d'eau, eau consommée/production électrique (l/kWh)

L'indicateur est le ratio entre l'eau consommée et la production d'électricité du parc du Groupe. Les consommations d'eau pour la production de chaleur et d'autres activités du Groupe ne sont pas prises en compte dans le calcul de l'indicateur. L'indicateur est au périmètre Groupe. La valeur 2022 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés (√).

Engagement Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire

KPI : Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation

Le dénominateur de l'indicateur correspond à la quantité totale de déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués sur une période d'un an. Les tonnages de déchets conventionnels dangereux et non dangereux correspondant à la période concernée par le reporting prennent en compte les déchets : liés à une activité normale (production d'exploitation normale) ou exceptionnelle (chantier, travaux, construction, démantèlement, etc.) ; produits sur une période antérieure, entreposés depuis sur site en raison de l'absence de filière de traitement adaptée ou dans l'attente d'une massification avant évacuation, mais évacués sur la période en cours (déstockage de déchets produits sur une période antérieure). Le résultat de l'indicateur de performance correspond à la proportion de déchets conventionnels dangereux et non dangereux dirigés vers une filière de valorisation rapportée à la somme des déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Engagement Sûreté, santé et sécurité de tous

KPI : LTIR Global (salariés et prestataires)

Le taux de fréquence global du *Lost Time Incident Rate* (LTIR) du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles correspondant aux heures d'« exposition aux risques » selon la CNAM. L'indicateur est au périmètre Groupe.

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'intérim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur

(1) Voir le chapitre 2 de l'URD.

ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés en section 3.4.2.3.5 « Sous-traitance responsable ». Il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés localement selon la réglementation du travail en vigueur et dont les circonstances montrent qu'ils sont liés à l'activité professionnelle. Les malaises, les accidents pendant les activités de *team building*, et les activités de la vie courante survenant sur le lieu du travail ne sont pas prises en compte.

Engagement Éthique, conformité et droits humains

KPI : Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement

L'objectif de ce KPI est annuellement de 100 %. Le délai ne doit pas excéder un mois à compter de la réception du signalement. L'indicateur clé de performance retenu concerne les signalements réalisés sur la plateforme BKMS® System. Cette plateforme garantit le cryptage et la conservation des données en toute confidentialité sur un serveur externe déconnecté des systèmes d'information du groupe EDF. Cet indicateur contribue à démontrer de manière continue l'importance qu'EDF accorde à la prise en compte des alertes et les moyens mis en œuvre pour le traitement des signalements effectués par les alerteurs via le dispositif d'alerte de niveau Groupe.

Engagement Égalité, diversité et inclusion

KPI : taux de mixité, présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe

Les Comités de Direction sont des instances de décision répondant à tout ou partie des caractéristiques suivantes :

- la présidence du Comité est assurée par un cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- la présidence du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le Président du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour tout ou partie des salariés de l'entité ;
- le nombre de membres du Comité représente 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- le Comité se réunit au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de direction au sein d'une même filiale, ou membres à la fois d'un Comité de Direction filiale et d'un Comité de Direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois. Cet indicateur est calculé par le ratio du nombre de femmes dans les Comités de direction rapporté au nombre de personnes composant les Comités de direction. L'indicateur est au périmètre Groupe. Sont comptabilisées toutes les femmes membres du CODIR **quel que soit leur statut** (Statutaire, non statutaire, CDI, CDD, AMADOE, Mise à Disposition…). Les données sont arrêtées à fin novembre et non au 31 décembre. Le reporting couvre donc la période de novembre N-1 à novembre N.

Engagement Précarité énergétique et innovation sociale

KPI : Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie

L'Accompagnement Énergie (AE) est un dispositif déployé par téléphone par les conseillers clientèle et solidarité. Ce dispositif s'adresse à tout client connaissant une difficulté, notamment de paiement. Après analyse de la situation, le conseiller clientèle propose les solutions les plus adéquates : conseils personnalisés sur les modes de paiement, la réalisation d'économies d'énergie et, le cas échéant, vers des dispositifs de rénovation thermique. La collecte initiale est directement réalisée par les conseillers clientèle et solidarité dans les outils SI Commerce prévus à cet effet. Le KPI comptabilise le nombre d'actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif AE L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre EDF.

Engagement Dialogue et concertation avec les parties prenantes

KPI : Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée

Il s'agit du nombre de projets supérieurs à 50 millions d'euros pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation appropriée a été engagée, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur » [(1)], rapporté au nombre de projets en phase de cadrage ou en phase d'engagement en Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). L'indicateur est obtenu sur la base de la grille de criblage RSE ayant servi à évaluer les projets passés en CECEG. L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre Groupe.

Engagement Développement territorial responsable

KPI : Taux annuel d'achats aux PME

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le volume annuel des achats réalisés par EDF et Enedis auprès des PME situées en France, rapporté au volume annuel des achats totaux réalisés en France par EDF et Enedis. L'identification des PME est réalisée par application des catégories INSEE, définissant qu'une PME (Petite et Moyenne Entreprise) compte moins de 250 personnes et a un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 millions d'euros. Le classement des fournisseurs dans la catégorie PME est réalisé par un prestataire auquel EDF demande de qualifier le fichier des fournisseurs, en vérifiant que ces PME ne sont pas contrôlées au-delà de 25 % par une Grande Entreprise ou par une ETI. Le périmètre couvre la France, la localisation des PME étant certifiée à partir du n° SIREN. L'indicateur, calculé en année civile, est au périmètre EDF et Enedis.

Engagement Développement de filières industrielles

KPI : Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le nombre d'actions réalisées (achevées) et le nombre total d'actions programmées parmi les actions d'EDF soutenues par le programme France Relance. Ce plan d'actions comprend trois axes principaux : la contribution à un fonds de soutien aux PME/ETI de la filière nucléaire, le renforcement des compétences et enfin la réindustrialisation.

L'indicateur est au périmètre France.

Engagement Numérique responsable

KPI : Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)

L'indicateur est le ratio, exprimé en pourcentage, entre le nombre d'actions réalisées (achevées) et le nombre total d'actions sur lesquelles EDF s'est engagé dans le cadre de sa démarche Numérique Responsable. Ce plan d'actions découle des engagements pris par EDF dans le cadre de sa labellisation Numérique Responsable par l'INR. Ces engagements feront également l'objet d'un audit par Bureau Veritas. Il couvre plusieurs axes, notamment la communication, le poste de travail, les compétences, la politique achats, la conception responsable et les *data centers*.

L'indicateur est au périmètre EDF.

(1) equator-principles.com

3.6.3.5 Précisions sur les autres données environnementales, sociales et sociétales figurant dans la DPEF

L'élaboration des données environnementales et sociétales de la DPEF s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting de durabilité du Groupe en vigueur en 2022. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont produits sur la base des processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et autres processus relatifs à ces activités. Dans l'éventualité des données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année N.

Précisions sur le bilan de gaz à effet de serre du Groupe

Le bilan GES du groupe EDF couvre les 3 scopes du GHG Protocol [1], dont les émissions des six gaz à effet de serre du Protocole de Kyoto (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6) exprimés en CO_2 équivalent (CO_2e). L'ensemble des postes significatifs listés par le GHG Protocol sont comptabilisés, allant de la fabrication du combustible à la vie de bureau des salariés :

- le scope 1 relatif aux émissions directes générées par les actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF_6 et de fluides frigorigènes ;
- le scope 2 relatif aux émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques des sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des *data centers*, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ;
- le scope 3, qui comporte 15 catégories (au sens du GHG Protocol), relatif aux autres émissions indirectes générées chez les fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez les clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des employés…) [2].

Le périmètre du bilan GES du groupe EDF comprend les entreprises suivantes et leurs filiales, réparties en France et sur une trentaine de pays : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, Électricité de Strasbourg, EDF Trading North America, EDF Energy Services, EDF au Royaume-Uni, Framatome, EDF Renouvelables, Norte Fluminense, MECO, Luminus, EDF China. Les principales sociétés non contrôlées par le groupe EDF et intégrées dans le scope 3 du bilan GES du Groupe sont les suivantes : Shandong Zhonghua, Datang San Men Xia, Fuzhou, Sloe, Nam Theun, Sinop, Enercal, Électricité de Mayotte, Generadora Metropolitana, Elpedison et Ibiritermo. Les émissions de ces sociétés sont intégrées à la quote-part de détention de la société par le Groupe. Les émissions des sociétés non prises en compte dans le bilan GES du groupe EDF 2022 sont estimées comme étant non significatives car représentant moins de 5 % des émissions comptabilisées.

Compte tenu de la complexité de la collecte des informations en janvier, certaines catégories des postes du GHG Protocol sont estimées sur la base du Bilan Carbone de l'année N-1 (2021) et mis à jour dans l'année en cours pour l'exercice suivant. L'ensemble des émissions de ces postes estimés ne représente que 0,8 % des émissions du Bilan Carbone 2022.

Précisions sur les émissions directes [3] de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF

Les émissions du scope 1 (équivalent CO_2) du groupe EDF sont composées des émissions directes de CO_2, N_2O, CH_4, SF_6 et d'autres émissions mineures estimées sur la base du bilan GES complet de l'année N-1 (2021). Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour selon la référence issue du rapport du GIEC (5e rapport du GIEC : ecoinvent.org/database). Ils sont de 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O. Le périmètre couvre le Groupe. La valeur 2022 de cet indicateur fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés. (√).

NB : S'agissant de la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables, dans le cas particulier de Dalkia, et pour des raisons de technique de collecte dans les délais impartis, la quantité d'électricité fait l'objet d'une mesure tandis que la quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée sur la base de rendements de référence au regard de la consommation de combustibles renouvelables.

Précisions sur la capacité renouvelable nette installée (GWe)

Les capacités électriques renouvelables nettes correspondent aux capacités de production électrique des entités pour lesquelles le Groupe porte une participation significative, et dont les capacités sont consolidées proportionnellement au taux de détention.

Précisions sur le taux de monographies territoriales dans le cadre du plan d'action CEMA (ADAPT)

Il s'agit d'un indicateur permettant de mesurer l'avancement du plan CEMA du programme ADAPT (voir la section 3.1.2.5). L'objectif cible est d'avoir réalisé en 2025 les monographies des 12 régions métropolitaines suivantes : Auvergne-Rhône-Alpes, Bourgogne-Franche-Comté, Bretagne, Centre-Val de Loire, Grand Est, Hauts-de-France, Ile-de-France, Normandie, Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Pays de la Loire, Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Précisions sur le nombre de compteurs intelligents installés

L'indicateur comptabilise le nombre total de compteurs intelligents installés (posés) au 31 décembre de l'année de l'exercice. Ce total inclut tous les compteurs installés depuis le démarrage du déploiement des compteurs intelligents. Les seules entités du Groupe ayant cette activité sont Enedis, SEI, EDF au Royaume-Uni et la Direction Internationale. Le périmètre couvre le Groupe.

Précision sur le taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers

L'indicateur est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères « bas carbone » de l'initiative EV100) [4] et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF au 31 décembre de chaque année (en propriété ou location longue durée). On note, sans que cela ait un impact significatif sur les chiffres du Groupe, que l'actualisation des données du nombre de VL de la flotte de certaines sociétés n'est pas annuelle. À l'avenir, les véhicules d'intervention d'urgence seront sortis du nombre total de véhicules du groupe EDF (en effet, leur électrification pourrait occasionner des difficultés en matière de sécurité, par exemple dans le cas d'un véhicule ne disposant pas de l'autonomie ou de la charge nécessaire pour accomplir sa mission à un moment donné). Le périmètre couvre le Groupe.

(1) Le GHG Protocol est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le World Resource Institute (WRI) et le *World BusinessCouncil for Sustainable Development* (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements. Il met à disposition un ensemble de ressources, outils et données pour le calcul de l'empreinte carbone (ghgprotocol.org/).

(2) Les résultats du bilan de gaz à effet de serre du groupe en 2022 sont présentés en section 3.1.1.2.3 de l'URD 2022.

(3) Émissions directes de CO_2e, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

(4) Véhicule 100 % électrique sur batterie, véhicule hybride rechargeable avec *a minima* 50 km d'autonomie en électrique, véhicule équipé d'un prolongateur d'autonomie avec *a minima* 50 km d'autonomie en électrique, véhicule à hydrogène.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'inclut pas les données relatives à la société MECO, la consommation d'eau étant négligeable (circuit ouvert de refroidissement). De plus, ces indicateurs ne sont pas collectés par les centres d'exploitation d'Edison gérés par Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards. Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite). Les émissions de certaines centrales ne sont pas significatives pour le Groupe et à ce titre ne sont pas reportées. Cela est le cas pour les émissions de poussière des centrales CCG, hors EDF, les émissions de N_2O et SF_6 de la centrale CCGT de la société MECO, les émissions de la centrale de Dalkia Barkantine au Royaume-Uni. Les indicateurs sont au périmètre Groupe.

Précisions sur les déchets radioactifs

EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de très faible activité vie courte (TFA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets TFA-VC directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activité vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de Stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production.

Dans les deux cas, ces volumes correspondent :

- au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement ;
- au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'ANDRA) est appliquée aux déchets TFA-VC et aux colis envoyés par Centraco, le cas échéant. Il intègre la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompactés).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » (HMA-VL), le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement à la suite du traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est produit par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets de classe A (USA et Belgique), comparables à des déchets de très faible activité, ne sont pas consolidés. Les déchets radioactifs sont expédiés et colisés selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays.

EDF au Royaume-Uni

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la Nuclear Decommissioning Authority. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final. Une mise à jour de l'inventaire national a été réalisée en 2019 et l'inventaire a été publié sur le site officiel du « *UK Radioactive Waste Inventory* ». Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessiccants, qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur les déchets radioactifs solides d'activité

L'indicateur concerne les déchets solides du parc de production nucléaire en exploitation. En France, l'indicateur couvre les déchets de haute et moyenne activité à vie longue. Au Royaume-Uni, l'indicateur couvre les déchets de faible activité (seule catégorie de déchets radioactifs évacués des sites de production). L'indicateur est au périmètre Groupe, où les activités associées aux déchets radioactifs concernent EDF et EDF au Royaume-Uni.

Précisions sur le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES

L'indicateur concerne le nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). L'indicateur est au périmètre Groupe.

Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)

L'indicateur comptabilise le nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers intervenus dans l'année. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Les accidents mortels salariés liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels des employés au travail, salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte, hors accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Les accidents mortels prestataires liés aux risques métiers correspondent aux accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise, quel que soit le niveau de sous-traitance. Les malaises mortels sont exclus de cette comptabilisation. Les accidents de circulation en mission et accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel ne sont pas intégrés dans le chiffre publié pris en compte.

Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences

L'indicateur est calculé par le ratio entre le nombre de salariés ayant suivi une action de développement des compétences et l'effectif physique en fin de période. Les actions de développement des compétences intègrent les formations, les heures passées en école par les personnes en contrat de professionnalisation et les actions de professionnalisation. Les salariés comptabilisés sont ceux (contrats de professionnalisation inclus) qui sont présents ou non à l'effectif fin de période et ayant participé au moins à une action de développement des compétences au cours de l'année.

Les actions de professionnalisation sont destinées à transformer des capacités et connaissances théoriques enseignées principalement en formation, en compétences pratiques, ancrées par leur mise en œuvre en situation de travail. Elles ont été formellement intégrées dans la définition de l'indicateur pour 2021. Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du reporting et les actions de professionnalisation non enregistrées avec un justificatif ne sont pas prises en compte. L'ensemble des actions de professionnalisation sont comptabilisées dans l'outil Groupe MyHR, ce qui assure un meilleur suivi. L'indicateur est au périmètre Groupe.

Précisions sur le calcul des effectifs et mouvements

Depuis 2011, la collecte concerne l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec l'une des sociétés du Groupe. Pour les entités sorties du périmètre de consolidation au cours de l'année considérée :

- les indicateurs calculés en cumul depuis le début de l'année prennent en compte ces entités pour la période où elles appartenaient au périmètre de consolidation ;
- les indicateurs à date mesurés au 31 décembre représentent la situation à la fin de l'année et ne prennent pas en compte les entités sorties du périmètre de consolidation.

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et ENGIE. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements. En effet, ils comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Les données de 2022 de cet indicateur font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés (√)

Précisions sur le nombre d'heures travaillées

- Nombre d'heures travaillées des salariés : la valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ». Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.
- Nombre d'heures travaillées des prestataires : le nombre d'heures travaillées de prestataires peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée. Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte. Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

Précisions sur le calcul de l'absentéisme

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absence par salarié et par an » est la somme des absences pour maladies, accidents de trajets et domestiques décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail, de trajet et accidents domestiques. Les absences légales dues à la maternité (hors pathologies) ne sont pas prises en compte. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles n'entrent pas dans ce calcul. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées. Les absences consécutives à un travail en mi-temps thérapeutique sont prises en compte à raison de 50 % du temps de travail contractuel.

Précisions sur le décompte des maladies professionnelles

Depuis 2020, le nombre de maladies professionnelles est publié au niveau du Groupe suivant une définition commune à toutes les filiales du Groupe soit le nombre de salariés présents au 31 décembre ayant déclaré une maladie professionnelle sur l'exercice, non rejetée par la CPAM.

Précisions sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

Précisions sur les dépenses de développement des compétences

Les dépenses de développement des compétences correspondent à l'ensemble des dépenses engagées pour la formation et la professionnalisation des salariés (présents ou non à l'effectif du 31 décembre) et entre le 1er janvier et le 31 décembre (pour les dates d'achèvement des actions concernées).

Précisions sur le nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation

L'indicateur comptabilise le nombre de consultations des clients particuliers sur les plateformes digitales (e-quilibre, EDF & moi) de suivi de consommation. Le périmètre couvre EDF hors DOM et Corse, étant donné que le déploiement des plateformes digitales n'est pas finalisé dans ces territoires. L'indicateur est au périmètre EDF.

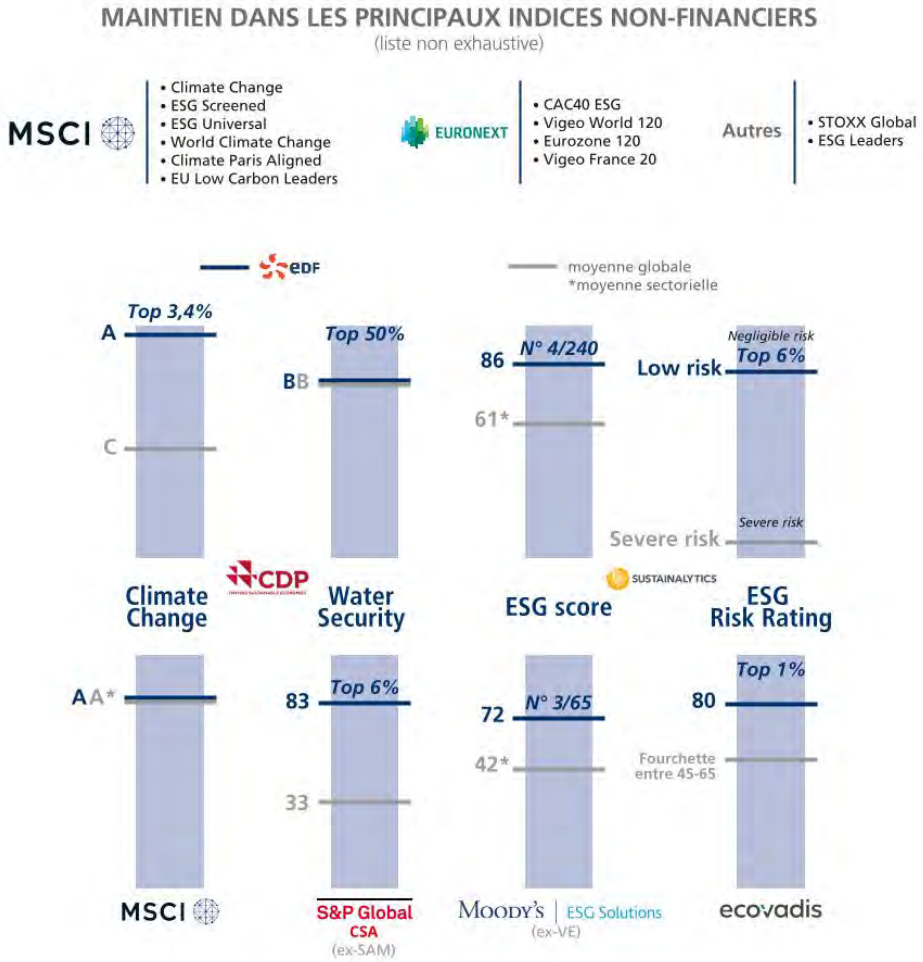
Précisions sur le taux de salariés couverts par une convention collective

L'indicateur de dialogue social mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'OIT, les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site. Il y a deux types de conventions collectives : les conventions collectives à l'intention des directions sont des accords écrits relatifs aux conditions de travail conclus avec un employeur, un groupement d'employeurs ou une ou plusieurs organisations professionnelles ; et les conventions collectives à l'intention des salariés sont des accords impliquant une ou plusieurs organisations représentatives des salariés ou, en l'absence de telles instances, les représentants officiellement élus par les salariés et autorisés par ces derniers à les représenter, en accord avec les législations et réglementation nationales en vigueur.

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective. L'indicateur est le ratio entre ces derniers et l'effectif physique au 31 décembre. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.7 Notation extra-financière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance développement durable du Groupe. En 2022, EDF a maintenu son excellent niveau auprès des agences de notations extra-financières.



PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF

wbcsd · BUSINESS AMBITION FOR 1.5°C · EV 100 by THE CLIMATE GROUP · WE MEAN BUSINESS COALITION · act4nature international

3.8 Annexes et rapport de l'Organisme Tiers Indépendant

3.8.1 Contribution aux Objectifs de développement durable de l'ONU

Dans le cadre des travaux qu'il conduit, le WBCSD [1] a identifié des Objectifs de Développement Durable prioritaires auxquels les entreprises du secteur électrique doivent contribuer pour maximiser leurs impacts positifs ou minimiser leurs impacts négatifs [2]. Le tableau suivant récapitule la contribution du groupe EDF au regard de cette grille d'analyse, et évalue sa contribution au regard des engagements, politiques et actions menées (avec renvoi aux sections de la DPEF concernées).

Objectifs Développement Durable		Contribution prioritaire selon les critères du WBCSD pour le secteur des electric utilities		Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)	Contribution d'EDF à chacun des Objectifs
		Maximisation de l'impact positif	Minimisation de l'impact négatif		
	Egalité entre les hommes et les femmes	X		Égalité, diversité et inclusion § 3.3.3	
	Gestion durable de l'eau pour tous		X	Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 Intégrant la maximisation des impacts positifs	
	Énergies propres et d'un coût abordable	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 ; Solutions de compensation carbone § 3.1.1.6 ; Adaptation au changement climatique § 3.1.2 ; Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4 ; Gestion intégrée et soutenable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire § 3.2.4 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Travail décent et croissance durable	X		Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Infrastructures résilientes et innovation	X		Gestion intégrée et soutenable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire § 3.2.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Développement responsable des filières industrielles § 3.4.3	
	Villes et communautés durables	X		Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4 ; Développement territorial responsable § 3.4.2	
	Consommation et production responsables		X	Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF § 3.2.1 ; Biodiversité et gestion responsable du foncier § 3.2.2 ; Gestion intégrée et soutenable de l'eau § 3.2.3 ; Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire § 3.2.4 ; Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1 ; Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1 ; Développement territorial responsable § 3.4.2 ; Numérique responsable § 3.4.4 Intégrant la maximisation des impact positifs	
	Lutte contre les changements climatiques	X	X	Trajectoire carbone du Groupe § 3.1.1 ; Solutions de compensation carbone § 3.1.1.6 ; Adaptation au changement climatique § 3.1.2 ; Développement d'usages sobres en électricité et services énergétiques innovants § 3.1.4 ; Gestion intégrée et soutenable de l'eau § 3.2.3 ; Numérique responsable § 3.4.4	
	Vie terrestre		X	Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF § 3.2.1 ; Biodiversité et gestion responsable du foncier § 3.2.2 ; Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire § 3.2.4 Intégrant la maximisation des impacts positifs	

(1) Le WBCSD, *World Business Council for Sustainable Development* (Conseil mondial des affaires pour le développement durable) est une coalition créée en 1995 de compagnies internationales unies par un engagement commun de développement durable.

(2) WBCSD, *Sector Transformation* : *An SDG Roadmap for Electric Utilities*, 2020.

Le tableau suivant évalue la contribution du groupe EDF sur les autres Objectifs de Développement Durable de l'ONU :

Objectifs Développement Durable		Contribution d'EDF à chacun des Objectifs	Détail des engagements, politiques et actions menés par EDF (§ DPEF)
1	Éradication de la pauvreté		Égalité, diversité et inclusion § 3.3.3 ; Précarité énergétique et innovation sociale § 3.3.4
2	Sécurité alimentaire et agriculture durable		Gestion intégrée et durable de l'eau § 3.2.3
3	Santé et bien-être		Sûreté, santé et sécurité de tous § 3.3.1
4	Éducation de qualité		Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF § 3.2.1 ; Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Développement responsable des filières industrielles § 3.4.3
10	Réduction des inégalités		Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Développement territorial responsable § 3.4.2
14	Vie aquatique marine		Enjeux, engagements et gouvernance Nature d'EDF § 3.2.1 ; Gestion intégrée et soutenable de l'eau § 3.2.3
16	Paix, justice et institutions efficaces		Éthique, conformité et droits humains § 3.3.2 ; Dialogue et concertation avec les parties prenantes § 3.4.1
17	Partenariats pour la réalisation des objectifs		Développement territorial responsable § 3.4.2

3.8.2 Redevabilité au regard des recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement Net Zero des organisations non étatiques (UN HLEG)

Ce tableau fait la synthèse de l'alignement des engagements du groupe EDF au regard des recommandations du UN HLEG.

Recommandation	Description	Niveau d'alignement du groupe EDF
1. Annonce Net zero	Les entreprises qui s'engagent à atteindre le net zéro doivent faire valider cet engagement par une organisation tierce (*e.g.* SBTi, TPI, ISO, PCAF, PACTA). Cet engagement doit couvrir les 3 scopes d'émission, pour l'ensemble des activités de l'entreprise et l'ensemble des zones géographiques, et doit viser le net zéro au plus tard en 2050.	Engagement net zero restant à faire valider par une organisation tierce
2. Objectifs Net zero	Les engagements net zéro des entreprises doivent couvrir l'ensemble de la trajectoire carbone, et pas seulement l'objectif long terme. La trajectoire doit être alignée avec le scénario IEA NZE ou avec les scénarios NGFS, OECM ou GIEC 1,5 °C avec un *overshoot* limité ou nul. Des objectifs intermédiaires de réduction d'émission pour 2025, 2030, 2035 doivent être fixés (en émissions absolues et pas seulement en intensité, avec une division par deux des émissions entre 2020 et 2030) ainsi que des objectifs spécifiques sur le méthane lorsque cela est pertinent.	Alignement 1,5 °C restant à faire valider par une organisation tierce
3. Compensation carbone	Les entreprises sont « fortement encouragées » à recourir aux crédits carbone mais ceux-ci ne peuvent être utilisés pour atteindre les objectifs intermédiaires de réduction d'émission. Seuls des crédits carbone de haute intégrité environnementale et sociétale et correspondant à des puits de carbone peuvent être utilisés pour neutraliser les émissions résiduelles d'une entreprise pour atteindre le *net zero*. Les émissions liées aux puits de carbone et à l'usage des sols doivent être comptabilisées séparément.	Aligné
4. Plan de transition	Les plans de transition d'entreprise doivent contenir les éléments suivants : objectifs de réduction d'émission, modalité de vérification du bilan GES, plan d'actions de réduction d'émission, plan d'action spécifique pour réduire les émissions liées aux services et produits vendus par l'entreprise, plan d'engagement des fournisseurs, séquestration carbone, gouvernance, intéressement des dirigeants, investissements (en s'appuyant sur la taxonomie), dépense de R&D, actifs échoués, positions publiques sur le climat, transition juste, protection des écosystèmes. Les plans de transition doivent être mis à jour tous les 5 ans et les progrès rapportés annuellement.	Aligné mais à approfondir en lien avec l'application de la CSRD
5. Sortie des combustibles fossiles et accélération des EnR	Les entreprises doivent s'engager à sortir du charbon pour la production d'électricité d'ici 2030 pour l'OCDE et d'ici 2040 pour le reste du monde ; Pour les autres combustibles fossiles, leur usage doit être progressivement réduit en cohérence avec le scénario IEA NZE. Cette transition doit « éviter » de se faire par cession d'actifs. Les entreprises doivent se fixer des objectifs spécifiques d'approvisionnement en énergie renouvelable	Aligné
6. *Lobbying* et *advocacy*	Les entreprises doivent rendre publique la liste de leurs participations dans des associations professionnelles ainsi que leurs positions sur les politiques climatiques permettant d'atteindre le 1,5 °C et sur le prix du carbone.	Aligné

Recommandation	Description	Niveau d'alignement du groupe EDF
7. Biodiversité	Les entreprises doivent viser le zéro déforestation d'ici 2025 (y compris via les fournisseurs) et le zéro artificialisation des écosystèmes naturels restants d'ici 2030. Les entreprises doivent investir dans la protection et la restauration des écosystèmes au-delà de leur propre chaîne de valeur, y compris via l'achat de crédits carbone à haute intégrité. Les entreprises doivent anticiper la mise en œuvre de la TFND.	Aligné mais à approfondir en lien avec la TNFD.
8. Transparence et redevabilité	Les entreprises doivent rapporter annuellement leur bilan GES vérifié par un organisme tiers et leurs progrès vers leurs objectifs net zéro, dans un format compatible avec la future plateforme de l'UNFCCC. Les entreprises sont invitées à conduire des évaluations externes couvrant également leur gouvernance climatique, leur KPI, leur processus de contrôle interne.	Aligné
9. Transition juste	Les entreprises ayant des activités dans les pays en développement doivent démontrer comment elles contribuent au développement économique de ces régions, leur résilience, l'accès à l'énergie, la lutte contre les inégalités, etc.	Aligné (Plan de transition juste)
10.Réglementation	Non applicable aux entreprises.	Non concerné

3.8.3 Conformité aux meilleurs standards internationaux

Global Compact [1]

Le *Global Compact* des Nations Unies associe, sous l'égide de l'ONU, des entreprises et des ONG s'engageant à respecter 10 principes directeurs articulés en quatre volets : les droits de l'homme, les droits relatifs au travail, l'environnement et la lutte contre la corruption. Engagé dans le *Global Compact* depuis 2001, EDF publie chaque année une Communication sur le Progrès (COP) au niveau « *advanced* » depuis 2012.

Le Groupe se réfère également à la Déclaration sur les droits de l'enfant, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, à la Convention de l'OCDE sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales et à la Convention des Nations Unies contre la corruption. EDF promeut le droit international relatif aux droits de l'homme en reconnaissant les conventions fondamentales de l'OIT qui garantissent les principes et droits fondamentaux du travail et la lutte contre les discriminations.

Global Reporting Initiative (GRI) [2]

Le GRI est une organisation internationale indépendante à but non lucratif créée en 1997 par l'association du CERES (Coalition for Environmentally Responsible Economies) et du PNUE (Programme des Nations unies pour l'environnement). GRI aide les entreprises et les gouvernements du monde entier à comprendre et à communiquer leur incidence sur des questions cruciales de développement durable, telles que le changement climatique, les droits de la personne, la gouvernance et le bien-être social. Cela permet de prendre des mesures concrètes pour créer des avantages sociaux, environnementaux et économiques pour tous.

EDF intègre de longue date les évolutions des GRI Standards. Le tableau de correspondance entre les indicateurs du Groupe et ceux proposés par GRI est disponible sur le site Internet edf.fr.et dans le Pack ESG.

Sustainability Accounting Standards Board (SASB) [3]

Créée en 2011, SASB (Conseil des normes comptables de développement durable, SASB) est un organisme de normalisation indépendant à but non lucratif qui élabore et maintient des normes de reporting qui permettent aux entreprises du monde entier d'identifier, de gérer et de communiquer aux investisseurs des informations extra-financières et matérielles sur plan financier. Les normes du SASB sont fondées sur des données probantes, élaborées avec une large participation du marché et sont conçues pour être bénéfique pour les entreprises et utiles pour les investisseurs. SASB a établi des normes propres à 77 secteurs d'activité identifiés dans son *Sustainable Industry Classification System*® (SICS®, Système de classification par secteur durable).

EDF est le premier énergéticien européen à intervenir en tant que conseiller au sein de l'organisation de SASB [4]. À ce titre, EDF est impliqué depuis 2020 de manière proactive dans le processus de révision de cette norme pour permettre son utilisation à l'échelle mondiale. EDF a été l'un des principaux contributeurs de « *Globalization Project* » [5] du référentiel SASB qui reste à ce jour, pour certains sujets, propre au marché américain, notamment en matière d'environnement ou de régulation.

Pour les items dont la norme est identique (ex. *GHG protocol*) ou se rapproche des normes utilisées en France et en Europe, la Déclaration de Performance Extra Financière 2022 d'EDF couvre la plupart des sujets de reporting exigés par SASB pour le secteur Electric *Utilities & Power Generators* :

	Sections de la DPEF
Greenhouse Gas Emission & Energy Resources Planning	Section 3.1.1
Air Quality	Section 3.3.1.5
Water Management	Section 3.2.3
Coal Ash Management	Section 3.2.4.3.2
Energy Affordability	Sections 1.4.2.1.2, 1 .4.2.1.3, 1.4.2.2.1.1 et section 3.3.4
End use efficiency and Demand	Section 3.1.4.3
Nuclear Safety and Emergency management	Section 3.3.1.1
Grid Resiliency	Section 3.1.4.2.1

(1) globalcompact-france.org
(2) globalreporting.org
(3) sasb.org
(4) sasb.org/standard-setting-process/standards-advisory-group/#if
(5) sasb.org/standard-setting-process/active-projects/standards-internationalization-advancement

3.8.4 Précisions sur la taxonomie

3.8.4.1 Contexte de la réglementation

La Commission européenne a adopté le 4 juin 2021, en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement taxonomie »), l'acte délégué visant à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux objectifs climatiques. Le 6 juillet 2021, un acte délégué dit « article 8 » relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer a été adopté. Enfin, le 9 mars 2022 a été adopté l'acte délégué complémentaire couvrant certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz.

Dans la perspective de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, cette réglementation a pour objectif de déterminer les activités économiques considérées comme durables sur le plan environnemental afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Conformément au règlement taxonomie et selon les modalités définies par l'acte délégué « article 8 », sont présentés dans cette section les trois indicateurs basés sur les comptes consolidés du Groupe : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« CAPEX ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX »), associée à des activités économiques considérées, d'une part, comme éligibles et, d'autre part, comme alignées avec les critères de la taxonomie, notions détaillées à la section 3.8.4.2 ci-dessous.

Pour la deuxième année, EDF publie la part de ses activités alignées, éligibles et non éligibles à la taxonomie pour les trois indicateurs susmentionnés, détaillée par activité et par objectif.

En raison du caractère parfois insuffisamment précis du cadre réglementaire européen relatif au classement des activités, le Groupe a été conduit à retenir certaines conventions qui font l'objet d'une description dans ce document dès lors qu'elles sont matérielles.

3.8.4.2 Définition de l'éligibilité et de l'alignement

Le règlement taxonomie crée un cadre et des principes pour évaluer la contribution des activités économiques à l'égard des six objectifs environnementaux suivants :

Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique	Utilisation durable de la ressource en eau	Transition vers une économie circulaire	Prévention et réduction de la pollution	Protection et restauration de la biodiversité

Conformément à l'acte délégué adopté le 4 juin 2021, une activité est dite **éligible** si elle est incluse dans la liste des activités figurant aux annexes I et II, ou dans l'acte délégué complémentaire du 9 mars 2022.

Une activité peut contribuer aux objectifs climatiques :

- par sa **performance propre** (par exemple s'agissant du groupe EDF : la production d'électricité d'origine renouvelable) ; ou
- lorsqu'elle permet directement l'exercice d'autres activités durables. Elle est alors qualifiée d'**activité habilitante** (par exemple s'agissant du groupe EDF : l'activité d'acheminement d'électricité) ; ou
- si elle favorise la transition vers une économie neutre en carbone et qu'elle ne peut être remplacée par des alternatives bas carbone réalisables techniquement et économiquement. Elle est alors qualifiée de **transitoire**. C'est le cas de certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz détaillées dans l'acte délégué complémentaire du 9 mars 2022.

Une activité éligible sera dite « **alignée » sur la taxonomie** si :

- elle respecte le ou les critère(s) technique(s) de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux (par exemple, en lien avec des seuils d'émission) ;
- elle remplit le(s) critère(s) d'innocuité (dits *Do Not Significantly Harm – DNSH)*, c'est-à-dire qu'elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux ; et
- elle respecte les garanties minimales relatives aux droits de l'homme, aux droits fondamentaux du travail.

3.8.4.3 Analyse des activités du groupe EDF au regard des textes en vigueur

3.8.4.3.1 Éligibilité des activités du Groupe à la taxonomie

Par son activité de producteur d'énergie bas carbone et fournisseur de services énergétiques, le Groupe contribue principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. La part de ses activités contribuant exclusivement à l'objectif d'adaptation au changement climatique étant marginale et afin d'éviter tout double comptage, les ratios taxonomie du Groupe sont donc présentés uniquement sous le prisme de l'atténuation du changement climatique.

3.8.4.3.1.1 Activités du groupe EDF éligibles à la taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes du Groupe contribuent substantiellement à l'atténuation du changement climatique :

- **Activités liées à l'énergie nucléaire menées dans les pays de l'Union européenne** (codes NACE M72, M72.1, D35.11 et F42.22) qui regroupent :
  - la construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles (4.27) :

    projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes visant la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires *best available technologies* (couvre la production d'électricité, de chaleur, d'hydrogène mais également les opérations d'amélioration de ces réacteurs). Pour le Groupe, ces activités concernent pour l'essentiel la centrale de Flamanville 3, ainsi que les études réalisées dans le cadre des projets SMR et EPR2 en France.
  - la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes (4.28) :

    projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants (4.28). Cette dernière activité en France a été analysée en prenant en compte les activités d'exploitation et de maintenance (contrôles réglementaires, programmes de maintenance…), les modifications, les remplacements de gros composants ainsi que les opérations conformes aux avis génériques de l'ASN reçus (palier 900 MW) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MW et 1 450 MW) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà des 40 ans. L'ensemble des activités sur le parc nucléaire en exploitation en France est éligible au titre de l'activité 4.28.

    Ainsi, en conformité avec la réglementation, les activités éligibles retenues par le Groupe concernent uniquement les activités menées dans les pays de l'Union européenne (exclusion du Royaume-Uni) et les pays ayant choisi de faire de l'énergie nucléaire, une énergie d'avenir (exclusion de la Belgique).

    L'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie européenne sur les activités nucléaires pénalise sensiblement les ratios taxonomie du Groupe, qui réalise notamment des investissements significatifs dans le cadre du projet HPC.

- **Distribution d'électricité** (codes NACE D35.12 et D35.13) : construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9).
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique** (codes NACE D35.11 et F42.22) qui regroupent :
  - la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1) ;
  - la production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre et maritime (4.3) ;
  - le stockage de l'électricité (4.10) ;
  - l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6).
- **Production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques** (codes NACE D35.11 et F42.22) : construction et exploitation d'installations de production d'électricité au moyen de centrales hydroélectriques (centrales à réservoir, centrales au fil de l'eau et stations de transfert d'énergie par pompage – 4.5 ; 4.10).
- **Réseaux de chaleur et de froid, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie** (4.15 ; 4.20).
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement** qui correspondent à :
  - l'installation, la maintenance et la réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique (7.3), les services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3) ;
  - les dépenses de recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1).
- **Activités liées au gaz fossile** (codes NACE D35.11, F42.22) qui regroupent :
  - la production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.29) ;
  - la cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.30).

Ce tableau synthétise les activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile. Il est applicable pour chaque indicateur de la taxonomie (voir section 3.8.4.4) :

	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible. (4.26)	NON
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles. (4.27)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté. (4.28)	OUI
	Activités liées au gaz fossile	
1	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.29)	OUI
2	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.30)	OUI
3	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux. (4.31)	NON

3.8.4.3.1.2 Activités du Groupe non explicitement mentionnées dans la réglementation

Certaines activités du Groupe ne sont pas explicitement mentionnées dans la réglementation mais, après analyse, ont été considérées comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique car elles peuvent être rattachées à des activités éligibles.

Ainsi, les **ventes d'électricité issue d'obligations d'achats :** ce dispositif législatif et réglementaire en vigueur en France oblige EDF à acheter l'électricité produite par certaines filières de production d'origine 100 % renouvelable puis à la vendre au même titre que la production propre d'EDF.

***A contrario*, s'agissant de l'activité d'agrégation :** cette activité consiste à vendre l'électricité achetée à des producteurs d'électricité (renouvelable) ou à des acteurs disposant de capacités d'effacement. Même si l'agrégation joue un rôle incontournable dans le développement des énergies renouvelables, et donc dans l'atténuation du changement climatique, elle n'a pas été retenue comme éligible car le cœur du modèle économique s'apparente à de la commercialisation, qui est exclue de la taxonomie.

3.8.4.3.1.3 Activités non éligibles au regard des textes en vigueur

Les activités ci-dessous sont celles pour lesquelles le Groupe n'a pas identifié de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la taxonomie européenne et ne sont pas couvertes par la réglementation :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF ou dont la source de production n'est pas éligible ;
- commercialisation de gaz ;
- achats ventes sur les marchés de gros dans le cadre des opérations d'optimisation d'électricité et de gaz ;
- production d'électricité d'origine nucléaire réalisée hors de l'Union européenne et services nucléaires.

À noter que le **chiffre d'affaires$_T$**, défini par la taxonomie correspond au montant total du chiffre d'affaires dans le champ de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ».

Pour le Groupe, cette définition exclut donc la marge de l'activité « *Trading* » du chiffre d'affaires de la taxonomie, qui figure cependant dans les états financiers en chiffres d'affaires.

3.8.4.3.2 Analyse de l'alignement

3.8.4.3.2.1 Critères de contribution substantielle

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque entité du Groupe a vérifié le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation du changement climatique.

- **Activités nucléaires :** l'alignement des activités nucléaires visées par la taxonomie est explicité en section 3.8.4.3.2.4.
- **Activités liées au gaz fossiles :** à date, en raison des critères techniques notamment en termes de niveau d'émissions maximales (g CO_2/kWh), l'ensemble des activités de production d'énergie à partir du gaz du Groupe sont éligibles, mais non alignées.
- **Distribution d'électricité :** l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables hors hydraulique :** l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Réseaux et cogénérations de chaleur ou de froid éligibles :** ceux utilisant plus de 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur, ont été considérés comme alignés.
- **Production d'électricité à partir de centrales hydroélectriques :** seule une infime portion ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle.

- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement éligibles :** ils ont été considérés comme alignés sur la taxonomie.

3.8.4.3.2.2 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)

Dans le cadre de l'analyse des **critères de non-nuisance (DNSH)**, EDF s'appuie sur son **système de management environnemental (SME)**, sa politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) et sa Charte Éthique qui engagent ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE).

Selon cette politique, le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures, adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes, intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations, adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique et enfin prendre en compte la dimension systémique du dérèglement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'ils s'agissent des risques physiques ou des risques dits de transition.

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la taxonomie comme décrit ci-après.

En tant que gestionnaire de réservoirs et utilisateur important de la ressource en eau, le groupe EDF s'engage en faveur d'une **gestion intégrée et responsable de l'eau** tant sur le plan quantitatif que qualitatif. Le Groupe veille aussi au partage de l'eau au sein des territoires dans lesquels il agit en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau (multi-usages sous contraintes climatiques).

En ce qui concerne **les déchets et l'économie circulaire**, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise (voir section 3.2.4). Dans ce cadre, le Groupe agit sur les 3 piliers que sont l'éco-socio-conception, l'économie de fonctionnalité et l'écologie industrielle.

Le Groupe assume aussi sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés.

En matière de **prévention et contrôle des pollutions**, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées préoccupantes. L'application des MTD (meilleures techniques disponibles) dans les process des installations en lien avec la maîtrise des pollutions permet d'assurer une gestion optimisée des effluents produits.

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et sa préoccupation majeure et permanente sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences.

La préservation de la biodiversité se révèle aussi un enjeu fort pour le groupe EDF. Les actions menées par le Groupe sont structurées autour des axes suivants : réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs, recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité, renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager, renforcer la gouvernance et la sensibilisation en matière de biodiversité.

Le Groupe a d'ailleurs pris des engagements en faveur de la biodiversité au moyen de deux dispositifs volontaires Entreprises engagées pour la nature et *Act4nature international*.

Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité.

3.8.4.3.2.3 Respect des garanties minimales en matière sociale

Le respect du critère des garanties minimales par le Groupe, repose sur des processus solides en matière de protection des droits humains (voir section 3.3.2.3 « Droits humains »), de lutte contre la corruption (voir section 3.3.2.2 Le programme anti-corruption), de fiscalité (voir section 3.4.2.2.1 « La politique fiscale du Groupe) » et de lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir section 3.3.2.2.5 « La prévention des manquements au droit de la concurrence »).

Ces engagements sont par ailleurs exposés dans le référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » [(1)]. Leur mise en œuvre s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe et qui visent, dans une démarche de progrès, notamment :

- l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
- l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet. EDF s'attache à déployer ses engagements en amont de ses processus d'investissement jusqu'auprès de ses relations d'affaires en demandant à ses fournisseurs et sous-traitants le respect d'exigences RSE dans le cadre des activités rattachées à leurs relations d'affaires communes, avec une attention particulière pour les droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables ;
- des dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles, communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs). Ces signalements font l'objet d'évaluation et donnent lieu si besoin à des mesures de remédiation ;
- dans les cas où une entité du groupe fait l'objet d'avertissement, de sanction ou de condamnation des autorités dans le domaine des droits humains, la fiscalité, la lutte contre la corruption ou les pratiques anti-concurrentielles, le Groupe revoit les processus concernés et met en place des actions de remédiation afin de s'assurer du respect continu des garanties minimales.

Ce référentiel public s'applique à EDF et aux sociétés qu'elle contrôle [(2)]. En ce qui concerne Enedis, la filiale a établi son propre plan de vigilance afin de répondre aux exigences de la loi 2017-399 du 27 mars 2017.

3.8.4.3.2.4 Analyse de l'activité nucléaire

À la suite de la publication au Journal officiel de l'UE le 15 juillet 2022 de l'acte délégué complémentaire relatif aux activités nucléaires, le Groupe a procédé à l'analyse des critères techniques et environnementaux d'alignement spécifiques à ses activités nucléaires en France, tant pour le parc nucléaire existant que pour les projets de construction et d'exploitation de nouvelles installations (centrale de Flamanville 3 ; études en cours pour l'EPR 2 et les SMR).

Pour rappel, s'agissant de l'éligibilité, le Groupe avait d'ores et déjà conclu au caractère éligible de ces activités sur la base du projet d'acte délégué complémentaire adopté par la Commission européenne le 2 février 2022 et publié des indicateurs de taxonomie proforma sur ces bases dans sa DPEF au 31 décembre 2021.

En synthèse, la justification du respect des critères techniques se fonde notamment sur :

- la transposition en droit français des directives Euratom et le respect du traité Euratom et de la législation de l'Union en matière de droit environnemental (critères 1.a et 1.b) ;
- le cadre légal et réglementaire mis en place en France pour la sécurisation du financement des charges de long terme relatives au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, via l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de constitution de fonds (actifs dédiés), l'ensemble du dispositif faisant l'objet de contrôles par l'autorité administrative (critères 1.c, 1.d et 4) ;
- l'existence d'installations de stockage définitif opérationnelles en France pour tous les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA) qui proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction, ainsi que le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui encadre la mise en service en

(1) Référentiel disponible sur le site d'EDF https://www. edf.fr/edf/dispositif-alerte-groupe
(2) Hors Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

France d'un stockage des déchets hautement radioactifs [1] (critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.27, critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.28) ;

- le respect par EDF des exigences applicables en matière de sûreté nucléaire, comme en atteste les résultats des contrôles de l'Autorité de sûreté nucléaire, notamment s'agissant des performances accidentelles des gainages métalliques des combustibles nucléaires (critère 2) ;
- la mise en œuvre du processus de notification des projets conformément à l'article 41 du traité Euratom actuellement en vigueur (critère 3) ;
- la conformité aux critères de sûreté définis par la Directive 2009/71/Euratom, notamment liés aux risques naturels extrêmes établis par la réglementation et aux orientations internationales les plus récentes de l'AIEA et la WENRA. Cette conformité est démontrée, s'agissant du parc nucléaire existant, par le processus de réexamen périodique mis en œuvre sur les installations et encadré par la loi (critères 5 à 7 pour l'activité 4.27 et critères 5 et 6 pour l'activité 4.28).

L'analyse des critères environnementaux a été menée en s'appuyant sur :

- l'étude Analyse du Cycle de Vie du kWh nucléaire EDF rendue publique en 2022 et qui conclut à un contenu carbone inférieur à 4 g CO_2eq/kWh, très largement en deçà du seuil de 100 g CO_2eq/kWh (critère contribution substantielle) ;
- le dispositif de réévaluation de sûreté mis en œuvre lors des réexamens périodiques, qui vise à améliorer autant que possible la protection contre les risques ou inconvénients des installations nucléaires de base sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement, dans des conditions économiquement acceptables, compte tenu de l'état des connaissances, des techniques et des pratiques, des caractéristiques de l'environnement de l'installation (article L. 593-18 du code de l'environnement) (critère DNSH « adaptation au changement climatique ») ;
- le cadre réglementaire propre à chaque centrale nucléaire qui définit les contraintes à respecter sur les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques, l'obligation de surveillance régulière de l'environnement et de déclaration aux pouvoirs publics et information au public (critère DNSH « utilisation durable de l'eau et des ressources marines ») ;
- la mise en œuvre par le Groupe, dans le cadre réglementaire qui lui est fixé, de la stratégie de fermeture du cycle du combustible nucléaire telle que définie dans les orientations de politique énergétique nationale. En outre, le Groupe optimise et gère les déchets conventionnels et radioactifs liés à l'exploitation et la déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (critère DNSH « transition vers une économie circulaire ») ;
- la mise en œuvre des procédures administratives définies par la réglementation, requises pour obtenir les autorisations nécessaires en matière de rejets radioactifs. S'agissant de la gestion des combustibles usés et des déchets, le PNGMDR répond aux directives Euratom et a vocation à garantir une gestion durable des matières et des déchets radioactifs dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement (critère DNSH « prévention et réduction de la pollution ») ;
- les études d'impact et analyses des incidences sur l'environnement effectuées pour chaque installation en amont de sa construction et mises à jour en prenant en compte les évolutions réglementaires, les modifications des installations et de nouvelles données environnementales selon les critères définis par la directive 2011/92/UE modifiée (critère DNSH « prévention et restauration de la biodiversité et des écosystèmes »).

À la suite des analyses conduites, le Groupe conclut à l'alignement à la taxonomie verte de ses activités nucléaires en France pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations. Cette conclusion a été présentée aux autorités françaises.

3.8.4.4 Indicateurs de la taxonomie

S'agissant des trois indicateurs de taxonomie (part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« CAPEX ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX »)), ils reposent sur les données consolidées du Groupe.

Lorsque les définitions de la réglementation ne donnent pas un niveau de précision suffisant, les principales conventions appliquées par le Groupe sont précisées.

SYNTHÈSE DE LA RÉPARTITION DES ACTIVITÉS

	Part des CAPEX		Part du chiffre d'affaires		Part des OPEX	
	2022	2021 proforma*	2022	2021 proforma*	2022	2021 proforma*
Activités éligibles et alignées	66 %	63 %	38 %	57 %	72 %	66 %
Activités éligibles mais non alignées	3 %	4 %	6 %	3 %	2 %	2 %
Autres activités non éligibles	31 %	33 %	56 %	40 %	26 %	32 %

**Retraitement des indicateurs 2021 de taxonomie.*

Afin d'assurer une cohérence entre les données publiées au titre de 2022 et celles relatives à 2021, les données 2021 publiées l'an dernier ont été retraitées pour intégrer les conséquences de l'entrée en vigueur en 2022, de l'acte délégué complémentaire sur les activités nucléaires et gaz.

Ainsi, les activités de production d'électricité d'origine nucléaire pour le parc France sont désormais présentées en activité éligible et alignée (non éligible lors de la publication 2021 en l'absence de texte applicable) ; les activités de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux en Italie et en France sont présentées en activité éligible non alignée (non éligible lors de la publication 2021 en l'absence de texte applicable).

Le passage des données publiées aux données proforma pour l'exercice 2021 est présenté en section 3.8.4.4.4.

3.8.4.4.1 Analyse de l'indicateur d'investissement « $CAPEX_T$ »

Définition de l'indicateur et mode de calcul

Le ratio « $CAPEX_T$ » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au dénominateur :** l'ensemble des investissements dits « $CAPEX_T$ » regroupant les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Il n'inclut donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités. Les $CAPEX_T$ n'intègrent pas les subventions d'investissement ;
- **au numérateur :** les dépenses d'investissement **en lien avec** :
  - › une activité éligible (ou alignée) : CAPEX liés à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) sur la taxonomie,
  - › un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible ou alignée sur la taxonomie,
  - › des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligibles (ou alignée) (non significatif pour le Groupe). Les principaux investissements individuels pour lesquels l'analyse de l'alignement n'a pas été réalisée concernent des bâtiments et des flottes de voitures en location.

Modalités de calcul – conventions appliquées

Les actifs de supports tels que les systèmes informatiques ont été considérés comme alignés lorsqu'ils concernent des entités dont l'ensemble des activités a été classé comme aligné. Pour les entités dont la répartition des fonctions supports entre activités alignées et non alignées est complexe, les actifs de support sont qualifiés de non alignés.

(1) Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises.

Répartition des $CAPEX_T$ par activité selon la taxonomie

Part des dépenses CAPEX issue des produits ou services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie — Informations pour l'année 2022 - En millions d'euros				Critères de contribution substantielle	
Activités économiques	Code(s) (2)	CAPEX absolu (3)	Part du CAPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	4 456	23 %	100 %	-
Transport et distribution d'électricité	4.9	4 807	25 %	100 %	-
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	601	3 %	100 %	-
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	367	2 %	100 %	-
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	1 121	6 %	100 %	-
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	893	5 %	100 %	-
Stockage de l'électricité	4.10	82	0 %	100 %	-
Réseaux de chaleur et de froid	4.15	179	1 %	100 %	-
Services en lien avec l'efficacité et la performance énergétique des bâtiments (2)	9.3, 7.3	132	1 %	100 %	-
Autres activités (2)		48	0 %	100 %	-
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**12 686**	**66 %**	**100 %**	
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité à partir de combustible fossiles gazeux	4.29	505	3 %		
Autres activités (2)		89	0 %		
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**594**	**3 %**		
Total (A.1 + A.2)		**13 280**	**69 %**		
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
Production d'électricité d'origine nucléaire		4 661	24 %		
Autres activités		1 374	7 %		
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**6 035**	**31 %**		
TOTAL (A + B)		**19 315**	**100 %**		

(1) Ces activités peuvent être habilitantes ou transitoires, ou ni l'une ni l'autre.
(2) Les montants des activités présentées sont individuellement non significatifs.

	Critères d'absence de préjudice important (DNSH – Does Not Significantly Harm)									
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Économie circulaire (14)	Pollution (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie – 2022 (18)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie – 2021 (19)	Catégorie (activité habilitante) (20)	Catégorie « (activité transitoire) » (21)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	23 %	24 %	non	oui
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	25 %	25 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	1 %	non	oui
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	1 %	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	6 %	6 %	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	5 %	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	0 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	1 %	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	0 %	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0 %	0 %	(1)	(1)
								66 %	**63 %**		
										non	oui
										(1)	(1)

3

Les investissements $CAPEX_T$ de l'exercice ont augmenté de 555 millions d'euros et s'établissent à 19,3 milliards d'euros en 2022 contre 18,8 milliards d'euros en 2021. Leur répartition entre les activités est restée stable et la part des $CAPEX_T$ associée à des activités alignées, passe de 63 % en 2021 (données proforma) à 66 % en 2022. Ils sont réalisés pour une grande partie dans les activités de distribution d'électricité (déploiement du réseau, des compteurs), les activités nucléaires (notamment le programme Grand Carénage) et les énergies renouvelables.

Comme indiqué plus haut, l'exclusion du Royaume-Uni de la taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe qui investit notamment des montants importants dans le cadre du projet HPC.

Le ratio d'investissements alignés sur investissements éligibles est très élevé à 95,5 %.

		2022		2021 PROFORMA		Variations
Activités économiques	**Activités***	**CAPEX** *(en millions d'euros)*	**Ratio CAPEX**	**CAPEX** *(en millions d'euros)*	**Ratio CAPEX**	*(en millions d'euros)*
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire et construction de nouvelles centrales	4.28, 4.27	5 057	26 %	4 618	25 %	439
Distribution d'électricité	4.9	4 807	25 %	4 636	25 %	171
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et de technologie solaire photovoltaïque, stockage	4.3, 4.1, 4.10	2 096	11 %	2 007	11 %	89
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	367	2 %	296	1 %	71
Autres activités	4.15, 9.3	359	2 %	281	1 %	78
Total des activités alignées		**12 686**	**66 %**	**11 838**	**63 %**	**848**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	505	3 %	324	1 %	181
Autres activités		89	0 %	482	3 %	(393)
Total des activités éligibles-non alignées		**594**	**3 %**	**806**	**4 %**	**(212)**
Total des activités éligibles		**13 280**	**69 %**	**12 644**	**67 %**	**636**
B. Activités non éligibles						
Production d'électricité d'origine nucléaire		4 661	24 %	4 692	25 %	(31)
Autres activités		1 374	7 %	1 424	8 %	(50)
Total des activités non éligibles		**6 035**	**31 %**	**6 116**	**33 %**	**(81)**
TOTAL DES $CAPEX_T$		**19 315**	**100 %**	**18 760**	**100 %**	**555**

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

Information sur le plan CAPEX

La répartition des $CAPEX_T$ n'a pas lieu d'être significativement modifiée dans les 3 prochaines années.

Information sur les financements « verts »

En juillet 2022, le Groupe a réalisé la 4e évolution de son *Green Bond Framework* devenant un *Green Financing Framework*, couvrant l'intégralité de ses financements « verts ». Les projets éligibles doivent respecter les critères de la taxonomie européenne. Son champ d'application intègre les catégories précédemment éligibles aux précédents cadres de financement (projets éoliens et solaires, investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, projets d'efficacité énergétique et projets de préservation de la biodiversité), auxquelles s'ajoutent deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. Dans ce cadre, le 5 octobre 2022 le Groupe a procédé à l'émission d'une tranche de 1,25 milliard d'euros pour financer des activités de réseaux de distribution. L'essentiel des fonds a été alloué en application de la clause de *look back* aux investissements réalisés au cours du deuxième semestre 2021.

Par ailleurs, ce *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site Internet d'EDF.

Réconciliation entre les $CAPEX_T$ et les investissements présentés dans le tableau des flux de trésorerie et dans le tableau du cash-flow statement

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés d'une part, au sein du tableau des flux de trésorerie (TFT) dans les États financiers consolidés (voir section 6.1) et d'autre part, au sein du *cash-flow statement* (CFS) dans l'Examen de la situation financière et du résultat 2022 (voir section 5.1.4) et les $CAPEX_T$.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
$CAPEX_T$	**19 315**	**18 760**
Entrées de périmètre	(213)	(222)
Augmentation des droits d'utilisation (location)	(390)	(789)
Variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	(388)	(143)
Investissements incorporels et corporels au TFT (voir section 6.1)	**18 324**	**17 606**
Subventions d'investissements	(554)	(536)
Autres dont sorties de périmètre	(1 375)	(1 345)
Investissements nets dans le CFS (voir section 5.1.4)	**16 395**	**15 725**

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre des $CAPEX_T$

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	601	3 %	601	3 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	4 456	23 %	4 456	23 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**7 629**	**40 %**	**7 629**	**40 %**	**-**	**0 %**
8	**TOTAL $CAPEX_T$**	**19 315**	**100 %**	**19 315**	**100 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	601	5 %	601	5 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	4 456	35 %	4 456	35 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des CAPEX**	**7 629**	**60 %**	**7 629**	**60 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $CAPEX_T$**	**12 686**	**100 %**	**12 686**	**100 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	505	3 %	505	3 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	50	0 %	50	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des CAPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**39**	**0 %**	**39**	**0 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $CAPEX_T$**	**594**	**3 %**	**594**	**3 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	4 348	22 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	313	2 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des CAPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des CAPEX**	**1 374**	**7 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $CAPEX_T$**	**6 035**	**31 %**

3.8.4.4.2 Analyse de l'indicateur « chiffre d'affaires$_T$ »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio du « chiffre d'affaires$_T$ » visé à l'article 8, paragraphe 2, point a), du règlement (UE) 2020/852 est calculé comme la part du chiffre d'affaires net provenant de produits ou de services associés à des activités économiques éligibles (ou alignées) sur la taxonomie (numérateur), divisée par le chiffre d'affaires consolidé hors *trading* (dénominateur) (voir section 6.1, note 5.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022). Il n'inclut donc pas le chiffre d'affaires réalisé par les sociétés mises en équivalence.

Modalités de calcul - conventions appliquées

En France, le groupe EDF gère sa production de manière intégrée et optimise ses moyens de production en fonction de l'équilibre amont-aval. En conséquence le chiffre d'affaires comptabilisé fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, et tenant compte des achats/ventes marché, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir section 5.1.3.1.1.1).

Répartition du chiffre d'affaires$_T$ par activité selon la taxonomie

Part du chiffre d'affaires issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie - Informations pour l'année 2022 - En millions d'euros				Critères de contribution substantielle	
Activités économiques	Code(s) (2)	Chiffre d'affaires absolu (3)	Part du chiffre d'affaires (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)
A. ACTIVITES ELIGIBLES A LA TAXONOMIE					
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	18 714	14%	100%	-
Transport et distribution d'électricité	4.9	16 052	12%	100%	-
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	2 563	2%	100%	-
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	5 364	4%	100%	-
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	2 668	2%	100%	-
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables et stockage (2)	7.6, 4.10	1 166	1%	100%	-
Cogénération et réseaux de chaleur et de froid par bioénergie (2)	4.15, 4.20	2 773	2%	100%	-
Services en lien avec l'efficacité et la performance énergétique des bâtiments (2)	9.3, 7.3	2 284	1%	100%	-
Autres activités (2)		611	0%	100%	-
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**52 195**	**38%**	**100%**	
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	6 780	5%		
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	955	1%		
Autres activités (2)	4.15, 4.30	427	0%		
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**8 162**	**6%**		
Total (A.1 + A.2)		**60 357**	**44%**		
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE					
Production d'électricité d'origine nucléaire		4 423	3%		
Autres activités		71 658	53%		
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**76 081**	**56%**		
TOTAL (A + B)		**136 438**	**100%**		

(1) Ces activités peuvent être habilitantes ou transitoires, ou ni l'une ni l'autre.
(2) Les montants des activités présentées sont individuellement non significatifs.

	Critères d'absence de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)										
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Economie circulaire (14)	Pollution (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie - 2022 (18)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie - 2021 (19)	Catégorie (activité habilitante) (20)	Catégorie « (activité transitoire) » 21)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	14%	24%	non	oui
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	12%	20%	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2%	3%	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	4%	4%	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2%	1%	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1%	1%	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2%	2%	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1%	1%	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	0%	1%	(1)	(1)
								38%	**57%**		
										non	oui
										oui	non
										(1)	(1)

3

Le chiffre d'affaires$_T$ (hors activités de *trading)* est en forte croissance en 2022 par rapport à 2021. Il atteint 136,4 milliards d'euros contre 82,9 milliards l'an passé, dû à des ventes d'énergie (électricité et gaz) réalisées dans un contexte de prix de marché élevé. Cependant, cette hausse bénéficie en particulier aux activités de commercialisation (non éligibles) et aux activités gazières (non alignées). Par ailleurs, la forte baisse de la production nucléaire en 2022 (- 81,7 TWh) en lien notamment avec le phénomène de corrosion sous contrainte a conduit à effectuer des achats d'énergie sur les marchés ce qui pénalise fortement la part du chiffre d'affaires$_T$ aligné relatif à la production d'électricité d'origine nucléaire en France. Ces différents éléments se traduisent dans les ratios de taxonomie où la part de chiffre d'affaires$_T$ des activités alignées diminue sensiblement, passant de 57 % en 2021 à 38 % en 2022, ce ratio présentant pour une large part un caractère non structurel.

Le chiffre d'affaires$_T$ aligné lié aux « Énergies Renouvelables » augmente significativement en lien avec les ventes issues des obligations d'achats en France, principalement du fait d'un effet prix.

		2022		2021 PROFORMA		
Activités économiques	**Activités***	**Chiffre d'affaires** *(en millions d'euros)*	**Ratio de chiffre d'affaires**	**Chiffre d'affaires** *(en millions d'euros)*	**Ratio de chiffre d'affaires**	**Variations** *(en millions d'euros)*
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire	4.28	18 714	14 %	19 955	24 %	(1 241)
Distribution d'électricité	4.9	16 052	12 %	16 192	20 %	(140)
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et de technologie solaire photovoltaïque, installations maintenance, stockage	4.3, 4.1, 7.6, 4.10	9 198	7 %	5 390	6 %	3 808
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	2 563	2 %	2 664	3 %	(101)
Cogénération et réseaux de chaleur et de froid par bioénergie	4.15, 4.20	2 773	2 %	1 759	2 %	1 014
Services en lien avec l'efficacité et la performance énergétique	9.3, 7.3	2 284	1 %	709	1 %	1 575
Autres activités		611	0 %	353	1 %	258
Total des activités alignées		**52 195**	**38 %**	**47 022**	**57 %**	**5 173**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	6 780	5 %	2 670	3 %	4 110
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	955	1 %	-	0 %	955
Autres activités		427	0 %	255	0 %	172
Total des activités éligibles-non alignées		**8 162**	**6 %**	**2 925**	**3 %**	**5 237**
Total des activités éligibles		**60 357**	**44 %**	**49 947**	**60 %**	**10 410**
B. Activités non éligibles						
Activité de production d'électricité d'origine nucléaire		4 423	3 %	3 858	5 %	565
Autres activités		71 658	53 %	29 138	35 %	42 520
Total des activités non éligibles		**76 081**	**56 %**	**32 996**	**40 %**	**43 085**
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$		**136 438**	**100 %**	**82 943**	**100 %**	**53 495**

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre du chiffre d'affaires$_T$

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	18 714	14 %	18 714	14 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**33 481**	**24 %**	**33 481**	**24 %**	**-**	**0 %**
8	**Total chiffre d'affaires$_T$**	**136 438**	**100 %**	**136 438**	**100 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	18 714	36 %	18 714	36 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur du chiffre d'affaires**	**33 481**	**64 %**	**33 481**	**64 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur du chiffre d'affaires$_T$**	**52 195**	**100 %**	**52 195**	**100 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	6 780	5 %	6 780	5 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	103	0 %	103	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**1 279**	**1 %**	**1 279**	**1 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**8 162**	**6 %**	**8 162**	**6 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	*(en millions d'euros)*	**(en %)**
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	4 423	3 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur du chiffre d'affaires	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur du chiffre d'affaires**	**71 658**	**53 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur du chiffre d'affaires$_T$**	**76 081**	**56 %**

3.8.4.4.3 Analyse de l'indicateur « $OPEX_T$ »

Définition de l'indicateur et mode de calcul (numérateur/dénominateur)

Le ratio « $OPEX_T$ » visé à l'article 8 paragraphe 2 point b) du règlement (EU) 2020/852 est calculé en divisant le numérateur par le dénominateur, déterminés comme suit :

- le dénominateur correspond aux coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), à l'entretien et aux réparations, ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant des immobilisations corporelles qui sont nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace de ces actifs ;
- le numérateur prend en compte les dépenses opérationnelles incluses dans le dénominateur qui :
  - sont en lien avec une activité éligible (ou alignée) : OPEX lié à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées) sur la taxonomie, ou
  - font partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer/étendre une activité alignée sur la taxonomie, ou
  - correspondent à des $OPEX_T$ individuellement éligibles (ou alignés), des achats de biens ou services liés à des activités éligibles (ou alignées) sur la taxonomie qui ne font pas partie d'une activité principale éligible (ou alignée).

L'ensemble des OPEX relevant de la taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : « Autres consommations externes » et « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée), et intègrent également les dépenses liées aux reprises de soudures de la centrale de Flamanville 3 présentées en Autres produits et charges d'exploitation (voir section 6.1, note 7 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022). Ils n'incluent donc pas les OPEX réalisés par les sociétés mises en équivalence. Dans ces coûts, seules les natures de charges précisées ci-dessus ont été prises en compte dans les ratios, en s'appuyant sur la comptabilité générale ou la comptabilité analytique lorsque nécessaire.

Modalités de calcul - conventions appliquées

Au titre des « Autres dépenses relatives à l'entretien quotidien des immobilisations corporelles », le Groupe a inclus dans les OPEX de la taxonomie les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production, incluant, pour le parc nucléaire en exploitation, les charges liées aux opérations de conduite qui correspondent à des dépenses de surveillance d'installation. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

Les dépenses relatives aux fonctions supports directement liées à la maintenance et l'entretien ont été prises en compte dans les OPEX taxonomie.

En ce qui concerne l'activité hydraulique et l'activité de distribution d'électricité, les dépenses relatives aux redevances de concession ont été exclues du calcul des dépenses d'exploitation.

Répartition des $OPEX_T$ par activité selon le règlement taxonomie

Part des OPEX concernant des produits ou services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie — Informations pour l'année 2022 - En millions d'euros				Critères de contribution substantielle	
Activités économiques	Code(s) (2)	OPEX absolu (3)	Part des OPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	2 902	32 %	100 %	-
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	798	9 %	100 %	-
Transport et distribution d'électricité	4.9	993	11 %	100 %	-
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	467	5 %	100 %	-
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	250	3 %	100 %	-
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	215	2 %	100 %	-
Services en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	436	5 %	100 %	-
Réseaux de chaleur et de froid	4.15	226	2 %	100 %	-
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	143	2 %	100 %	-
Autres activités (2)		116	1 %	100 %	-
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)		**6 546**	**72 %**	**100 %**	
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)					
Production d'électricité à partir de combustible fossiles gazeux	4.29	166	2 %		
Autres activités (2)		64	0 %		
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**230**	**2 %**		
Total (A.1 + A.2)		**6 776**	**74 %**		
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE					
Production d'électricité d'origine nucléaire		295	3 %		
Autres activités		2 049	23 %		
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**2 344**	**26 %**		
TOTAL (A + B)		**9 120**	**100 %**		

(1) Ces activités peuvent être habilitantes ou transitoires, ou ni l'une ni l'autre.
(2) Les montants des activités présentées sont individuellement non significatifs.

	Critères d'absence de préjudice important (DNSH – Does Not Significantly Harm)										
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Économie circulaire (14)	Pollution (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie – 2022 (18)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie – 2021 (19)	Catégorie (activité habilitante) (20)	Catégorie « (activité transitoire) » (21)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	32 %	31 %	non	oui
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	9 %	8 %	non	oui
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	11 %	11 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	4 %	non	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	3 %	2 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	2 %	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	5 %	3 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	2 %	(1)	(1)
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	2 %	2 %	oui	non
	-	oui	oui	oui	oui	oui	oui	1 %	1 %	(1)	(1)
								72 %	**66 %**		
										non	oui
										(1)	(1)

Les $OPEX_T$ restent stables entre 2022 et 2021, à 9,1 milliards d'euros. La part des $OPEX_T$ alignés augmentent passant de 66 % en 2021 à 72 % en 2022 sur l'ensemble des activités.

3

Activités économiques	Activités	2022 OPEX (en millions d'euros)	2022 Ratio d'OPEX	2021 PROFORMA OPEX (en millions d'euros)	2021 PROFORMA Ratio d'OPEX	Variations (en millions d'euros)
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire et construction de nouvelles centrales	4.28, 4.27	3 700	41 %	3 533	39 %	167
Distribution d'électricité	4.9	993	11 %	960	11 %	33
Réseaux de chaleur, de froid et services en lien avec la performance énergétique	4.15, 9.3	662	7 %	413	5 %	249
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	467	5 %	345	4 %	122
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et installation, maintenance	4.3, 7.6	465	5 %	411	4 %	55
Autres activités		259	3 %	282	3 %	(24)
Total des activités alignées		**6 546**	**72 %**	**5 944**	**66 %**	**602**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	166	2 %	144	2 %	22
Autres activités		64	0 %	65	0 %	(1)
Total des activités éligibles-non alignées		**230**	**2 %**	**209**	**2 %**	**21**
Total des activités éligibles		**6 776**	**74 %**	**6 153**	**68 %**	**623**
B. Activités non éligibles						
Production d'électricité d'origine nucléaire		295	3 %	204	2 %	91
Autres activités		2 049	23 %	2 729	30 %	(680)
Total des activités non éligibles		**2 344**	**26 %**	**2 933**	**32 %**	**(589)**
TOTAL DES $OPEX_T$		**9 120**	**100 %**	**9 086**	**100 %**	**34**

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

Informations complémentaires relatives aux activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile au titre du $OPEX_T$

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)	CCM + CCA (en millions d'euros)	CCM + CCA (en %)	Atténuation du changement climatique (CCM) (en millions d'euros)	Atténuation du changement climatique (CCM) (en %)	Adaptation au changement climatique (CCA) (en millions d'euros)	Adaptation au changement climatique (CCA) (en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	798	9 %	798	9 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	2 902	32 %	2 902	32 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**2 846**	**31 %**	**2 846**	**31 %**	**-**	**0 %**
8	**Total $OPEX_T$**	**9 120**	**100 %**	**9 120**	**100 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)	CCM + CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
1	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	798	12 %	798	12 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	2 902	44 %	2 902	44 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur des OPEX**	**2 846**	**44 %**	**2 846**	**44 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques alignées sur la taxonomie au numérateur des $OPEX_T$**	**6 546**	**100 %**	**6 546**	**100 %**	**-**	**0 %**

3

	Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées	CCM + CCA (en millions d'euros)	CCM + CCA (en %)	Atténuation du changement climatique (CCM) (en millions d'euros)	Atténuation du changement climatique (CCM) (en %)	Adaptation au changement climatique (CCA) (en millions d'euros)	Adaptation au changement climatique (CCA) (en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
3	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
4	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	166	2 %	166	2 %	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	10	0 %	10	0 %	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur des OPEX	-	0 %	-	0 %	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**54**	**0 %**	**54**	**0 %**	**-**	**0 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, au dénominateur des $OPEX_T$**	**230**	**2 %**	**230**	**2 %**	**-**	**0 %**

	Activités économiques non éligibles à la taxonomie	(en millions d'euros)	(en %)
1	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
2	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	74	1 %
3	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	221	2 %
4	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
5	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
6	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139, au dénominateur des OPEX	-	0 %
7	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur des OPEX**	**2 049**	**23 %**
8	**Montant total et proportion totale des activités économiques non éligibles à la taxonomie au dénominateur des $OPEX_T$**	**2 344**	**26 %**

3.8.4.4.4 Indicateurs de taxonomie 2021 proforma

CAPEX$_T$

Activités économiques	Activités*	2021 publié CAPEX (en millions d'euros)	2021 publié Ratio de CAPEX	Reclassements CAPEX (en millions d'euros)	2021 proforma CAPEX (en millions d'euros)	2021 proforma Ratio de CAPEX
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire et construction de nouvelles centrales	4.28, 4.27	-	0 %	4 618	4 618	25 %
Distribution d'électricité	4.9	4 636	25 %	-	4 636	25 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et de technologie solaire photovoltaïque	4.3, 4.1	2 007	11 %	-	2 007	11 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	296	1 %	-	296	1 %
Autres activités		532	3 %	(251)	281	1 %
Total des activités alignées		**7 471**	**40 %**	**4 367**	**11 838**	**63 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Acquisition et propriété de bâtiments et autres	7.7, 7.6	482	3 %	-	482	3 %
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	-	0 %	324	324	1 %
Total des activités éligibles-non alignées		**482**	**3 %**	**-**	**806**	**4 %**
Total des activités éligibles		**7 953**	**43 %**	**4 690**	**12 644**	**67 %**
B. Activités non éligibles						
Production d'électricité d'origine nucléaire		9 078	48 %	(4 386)	4 692	25 %
Autres activités		1 729	9 %	(304)	1 424	8 %
Total des activités non éligibles		**10 807**	**57 %**	**(4 690)**	**6 116**	**33 %**
TOTAL DES CAPEX$_T$		**18 760**	**100 %**	**-**	**18 760**	**100 %**

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

CHIFFRES D'AFFAIRES$_T$

Activités économiques	Activités*	2021 publié Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	2021 publié Ratio de chiffre d'affaires	Reclassements Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	2021 proforma Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	2021 proforma Ratio de chiffre d'affaires
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire	4.28	-	0 %	19 955	19 955	24 %
Distribution d'électricité	4.9	16 192	19 %	-	16 192	20 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et de technologie solaire photovoltaïque, installations maintenance, stockage	4.3, 4.1, 7.6, 4.10	5 390	6 %	-	5 390	6 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	2 664	3 %	-	2 664	3 %
Cogénération et réseaux de chaleur et de froid par bioénergie	4.15, 4.20	1 759	2 %	-	1 759	2 %
Services en lien avec l'efficacité et la performance énergétique	9.3, 7.3	709	1 %	-	709	1 %
Autres activités		353	1 %	-	353	1 %
Total des activités alignées		**27 067**	**32 %**	**19 955**	**47 022**	**57 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	-	0 %	2 670	2 670	3 %
Autres activités		255	1 %	-	255	0 %
Total des activités éligibles-non alignées		**255**	**1 %**	**2 670**	**2 925**	**3 %**
Total des activités éligibles		**27 322**	**33 %**	**22 625**	**49 947**	**60 %**
B. Activités non éligibles						
Production d'électricité d'origine nucléaire		23 813	28 %	(19 955)	3 858	5 %
Autres activités		33 326	39 %	(4 188)	29 138	35 %
Total des activités non éligibles		**57 139**	**67 %**	**(24 143)**	**32 996**	**40 %**
Total du chiffre d'affaires$_T$ 2021		**84 461**	**100 %**	**(1 518)**	**82 943**	**100 %**
Chiffre d'affaires *trading*		(1 518)				
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES$_T$ APRÈS CORRECTION		**82 943**				

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

$OPEX_T$

Activités économiques	Activités*	2021 publié OPEX (en millions d'euros)	2021 publié Ratio d'OPEX	Reclassements OPEX (en millions d'euros)	2021 proforma OPEX (en millions d'euros)	2021 proforma Ratio d'OPEX
A.1 Activités alignées						
Production d'électricité d'origine nucléaire et construction de nouvelles centrales	4.28, 4.27	-	0 %	3 533	3 533	39 %
Distribution d'électricité	4.9	960	11 %	-	960	11 %
Réseaux de chaleur, de froid et services en lien avec la performance énergétique	4.15, 9.3	413	5 %	-	413	5 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	345	4 %	-	345	4 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne et installation, maintenance	4.3, 7.6	411	4 %	-	411	4 %
Autres activités		282	3 %	-	282	3 %
Total des activités alignées		**2 411**	**27 %**	**3 533**	**5 944**	**66 %**
A.2. Activités éligibles-non alignées						
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	-	0 %	72	72	1 %
Autres activités		65	0 %	-	65	0 %
Total des activités éligibles-non alignées		**65**	**0 %**	**72**	**137**	**2 %**
Total des activités éligibles		**2 476**	**27 %**	**3 605**	**6 081**	**67 %**
B. Activités non éligibles						
Production d'électricité d'origine nucléaire		3 737	41 %	(3 533)	204	2 %
Autres activités		2 873	32 %	(72)	2 801	30 %
Total des activités non éligibles		**6 610**	**73 %**	**(3 605)**	**3 005**	**32 %**
TOTAL DES $OPEX_T$		**9 086**	**100 %**	**-**	**9 086**	**100 %**

**Les activités du Groupe sont présentées en 3.8.4.3.*

3.8.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2022

À l'Assemblée générale des actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de votre société EDF (ci-après la « Société ») désigné organisme tiers indépendant (« tierce partie »), accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1886 (Accréditation Cofrac Inspection, portée disponible sur www. cofrac.fr), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations historiques (constatées ou extrapolées) de la déclaration consolidée de performance extra-financière, préparées selon les procédures de la Société (ci-après le « Référentiel »), pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (ci-après respectivement les « Informations » et la « Déclaration »), présentées dans le rapport de gestion du groupe en application des dispositions des articles L. 22-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Il nous appartient également d'exprimer, à la demande de la Société et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que certaines informations, sélectionnées par la Société et présentées dans la Déclaration ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Conclusion d'assurance modérée sur la déclaration consolidée de performance extra financière conformément à l'article L. 22-1 du Code de commerce

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration de performance extra- financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Conclusion d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations incluses dans la Déclaration

À notre avis, les informations suivantes sélectionnées par la Société et identifiées par le signe √ au sein de la Déclaration sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel :

- effectif total au 31 décembre 2022, réparti par genre et par âge ;
- émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF ;
- intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;
- intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

Préparation de la Déclaration

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site Internet de la Société.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans la Déclaration.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la Direction :

- de sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations ;
- d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie verte) ;
- ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'il estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs. La Déclaration a été établie en appliquant le Référentiel de la Société tel que mentionné ci-avant.

Responsabilité du Commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225 105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par la Société des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxinomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à notre programme de vérification en application des dispositions des articles A. 225 1 et suivants du Code de commerce, de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative, et de la norme internationale ISAE 3000 (révisée – *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information*).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce et le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de onze personnes et se sont déroulés entre septembre 2022 et février 2023 sur une durée totale d'intervention de vingt semaines environ.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une cinquantaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Nos travaux ont fait appel à l'utilisation de technologies de l'information et de la communication permettant la réalisation des travaux et entretiens à distance sans que cela n'entrave leurs exécutions.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- Nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques.

- Nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur.
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 22-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2e alinéa du III de l'article L. 22-1.
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques.
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
  - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés ; et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes présentées en annexe 1, et pour lesquelles nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante.
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 avec les limites précisées dans la Déclaration.
- Nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations.
- Pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants présentés en annexe 1, nous avons mis en œuvre :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
  - des tests de détail sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices et couvrent entre 21 % et 100 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests.
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble de la Société.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

À la demande de la Société, nous avons mené des travaux complémentaires afin de nous permettre de formuler une conclusion d'assurance raisonnable sur les informations suivantes, par ailleurs identifiées par le signe √ au sein de la Déclaration :

- effectif total au 31 décembre 2022, réparti par genre et par âge ;
- émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF ;
- intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur ;
- intensité eau : eau consommée/production électrique du parc.

Les travaux menés ont été de même nature que ceux décrits dans la partie ci-dessus relative à l'assurance modérée, mais plus approfondis, s'agissant en particulier :

- des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ;
- des tests de détail réalisés sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives.

L'échantillon sélectionné représente ainsi entre 50 % et 93 % des informations identifiées par le signe √.

Paris-La Défense, le 16 février 2023

L'un des Commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Christophe Patrier
Associé, Audit

Catherine Saire
Associée, Développement Durable

Annexe 1

Informations qualitatives sélectionnées

Informations environnementales

- **Politique et engagements du Groupe en matière d'adaptation au changement climatique** (Politique ; Du plan « Aléas climatiques » à une stratégie globale de résilience ; Un service climatique interne de haut niveau ; Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA ; Passage de l'été et passage de l'hiver)
- **Adaptation des ouvrages hydrauliques**
- **Des solutions de décarbonation pour l'industrie** (Le conseil en décarbonation ; Électrification du process ; Chaleur bas carbone ; Efficacité énergétique ; Accompagnement global)
- **Qualité d'eau et réduction de la pression sur les milieux** (Surveillance autour des sites industriels ; Surveillance spécifique pour les centrales nucléaires)

Informations sociales

- **Management de la santé sécurité** (Le socle de management de la santé sécurité ; Les certifications Iso 45 001/MASE ou VCA ; « Stop sécurité » ; Partage de l'analyse des « Événements à Haut Potentiel » (HPE) ; Audits santé sécurité)

Informations quantitatives sélectionnées

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociaux	Niveau d'assurance
Effectif total au 31 décembre 2022, réparti par genre et par âge	**Raisonnable**
Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe	Modérée
Taux de salariés ayant bénéficié d'une action de développement des compétences dans l'année	Modérée
Nombre d'accidents mortels liés aux risques métiers (salariés et prestataires)	Modérée
LTIR Global (salariés et prestataires)	Modérée
Taux de gravité (salariés)	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs sociétaux	Niveau d'assurance
Sûreté nucléaire : nombre d'événements significatifs de niveau égal à 2 sur l'échelle INES	Modérée
Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement	Modérée
Nombre d'actions de conseil effectuées auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'Accompagnement Énergie	Modérée
Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Modérée
Taux annuel d'achats à des PME en France	Modérée
Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)	Modérée
Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	Modérée
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modérée
Nombre de compteurs communicants	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
Émissions directes du bilan de gaz à effet de serre (scope 1) du groupe EDF*	**Raisonnable**
Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 due à la production d'électricité et de chaleur	**Raisonnable**
Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc	**Raisonnable**
Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 2) du groupe EDF*	Modérée
Émissions indirectes du bilan de gaz à effet de serre (scope 3) du groupe EDF*	Modérée
Émissions de l'électricité achetée et revendue aux clients finals	Modérée
Émissions du gaz vendu aux clients finals	Modérée
Capacités de production électrique renouvelables nettes installées	Modérée
Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Modérée
Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Modérée
Part des véhicules électriques au sein de parc de véhicules légers du groupe EDF	Modérée
Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente des produits et services innovants	Modérée
Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Modérée
Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif *act4nature international*	Modérée
Déchets radioactifs solides d'activité – France : volumes de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Modérée

Indicateurs clés de performance et autres résultats quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
• Déchets radioactifs solides d'activité – Royaume-Uni : volume de déchets radioactifs solides à Faible Activité évacués	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA) – EDF	Modérée
• Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMAvc) – EDF	Modérée
• Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) de déconstruction et industriels – Groupe en France	Modérée
• Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) de déconstruction et industriels – Groupe en France	Modérée
• Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Modérée

**Les taux de vérification et les taux de couverture des indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre des scopes 1, 2 et 3 du Groupe sont présentés en annexe 3.*

Annexe 2

Entités contributrices sélectionnées

Au sein d'EDF	• Siège EDF • Division Production Nucléaire (DPN) : Siège ; Sites : CNPE de Saint-Laurent ; CNPE de Dampierre • Division Thermique Expertise et Appui Industriel Multi-métiers (DTEAM) : Centrale thermique (CCG) de Blénod-lès-Pont-à-Mousson • Statistiques-optimisation DATA (SoDATA) : Siège
Au sein d'EDF Hydro	• Siège EDF Hydro • Groupement d'Exploitation Hydraulique (GEH) Durance
Au sein d'EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	• Site : Centrale thermique du Vazzio (Corse)
Au sein d'Enedis	• Siège Enedis • Direction Régionale Sillon Rhodanien
Au sein de Dalkia	• Siège Dalkia • Filiales : Dalkia Poland ; Dalkia Electrotechnics • Directions régionales : Direction régionale Centre Est ; Direction régionale Centre Ouest ; Direction régionale Sud-Ouest ; Direction régionale Nord-Ouest ; Direction régionale Est
Au sein du Groupe Luminus	• Siège Groupe Luminus/Luminus SA • Site : Ringvaart (Pays-Bas)
Au sein d'EDF Energy	• Siège EDF Energy • Sites : Nuclear power station of Sizewell B
Au sein d'EDF Renouvelables	• EDF Renouvelables France ; EDF Renouvelables Brésil
Au sein d'Edison	• Siège Edison

Annexe 3

Bilan des émissions de gaz à effet de serre vérifiées du groupe EDF

Émissions de gaz à effet de serre vérifiées Synthèse du bilan GES 2022	Tonnes équivalent CO_2 vérifiées	Niveau d'assurance Représentation de l'échantillon sélectionné (%)
100 % des émissions directes de gaz à effet de serre du scope 1	24 $MtCO_2e$	Raisonnable 50 %
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 2	0,4 $MtCO_2e$	Modérée 82 %
100 % des émissions indirectes de gaz à effet de serre du scope 3	96 $MtCO_2e$	Modérée 21 %

3.9 Plan de vigilance

3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance

EDF s'est engagée de longue date à exercer ses activités de manière responsable autour des valeurs de respect, solidarité et responsabilité, en promouvant des solutions durables pour les personnes et l'environnement.

« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » est aujourd'hui la raison d'être adoptée par EDF et intégrée à ses statuts lors de l'Assemblée générale du 7 mai 2020. La raison d'être du Groupe est déclinée en 16 engagements RSE [1] à enjeux, qui sont hiérarchisés et regroupés en quatre enjeux clés : la neutralité carbone et climat, la préservation des ressources de la planète, le bien-être et solidarités et le développement responsable des activités du groupe EDF.

Le contexte légal

La loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre a introduit, à l'article L. 22-4 du Code de commerce, l'obligation d'établir et de mettre en œuvre un plan de vigilance.

Ce plan doit comporter « les mesures de vigilance raisonnable propres à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement » pouvant résulter des activités de la Société et des filiales qu'elle contrôle, et de celles des fournisseurs ou sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque ces activités sont rattachées à cette relation.

Il doit également comprendre cinq mesures :

1. une cartographie des risques afin de les identifier, les analyser et les hiérarchiser ;
2. des procédures d'évaluation régulière de la situation des filiales contrôlées, des sous-traitants ou des fournisseurs au regard de la cartographie ;
3. des actions adaptées d'atténuation des risques ou de prévention des atteintes graves ;
4. un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques ;
5. un dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité.

Le Groupe décline ainsi ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- 3.9.1 L'engagement RSE du groupe EDF et son référentiel devoir de vigilance
- 3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes
- 3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance
- 3.9.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe
- 3.9.5 Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2022
- 3.9.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation
  - 3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales
  - 3.9.6.2 Environnement
  - 3.9.6.3 Santé-Sécurité
  - 3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants
- 3.9.7 Système d'alerte du Groupe
- 3.9.8 Dispositifs de suivi

Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et d'exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de santé-sécurité

EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des « principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme », des principes directeurs de l'OCDE, des conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) et de la charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site Internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Santé et sécurité, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ». Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du groupe EDF (EDF et les sociétés qu'elle contrôle, voir section 3.9.3 « Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance ») et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes, d'éthique des affaires (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2022 – Constitution, promotion et publication d'un référentiel Devoir de Vigilance »).

Ce référentiel se réfère et renvoie à l'ensemble des documents publics ou des politiques internes au Groupe parmi lesquels :

- les procédures Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les filiales contrôlées [2] : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projets, éthique et conformité, RSE, santé sécurité, achats ;
- les documents internes rendus publics : charte éthique, code de conduite éthique et conformité, charte développement durable entre EDF et ses fournisseurs, accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe ;
- les référentiels externes : *Global Compact* des Nations Unies, Principes directeurs de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme, Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationale, Guide des Droits Humains à destination des PDG du WBCSD, Conventions de l'OIT garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, Déclaration sur les droits de l'enfant, Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, *Global Reporting Initiative* (GRI), Label Relations Fournisseurs et Achats Responsables (RF&AR).

(1) Responsabilité Sociétale d'Entreprise.
(2) Dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées.

Le plan de vigilance d'EDF rend compte des différentes démarches engagées pour chacun des enjeux et engagements RSE du Groupe sur l'ensemble du chapitre 3 du présent URD de la façon suivante :

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et Engagements du groupe EDF	
Domaine	Type de risque	Risque	Descriptions des atténuations et actions 2021 dans les différentes sections de la DEPF	
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques liés au harcèlement et à la discrimination	Section 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion » et 3.3.4 « Précarité énergétique et innovation sociale »	Sections 3.4.1 « Dialogue et concertation avec les parties prenantes » et 3.3.2.4 « Procédure d'alerte du groupe EDF »
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des communautés, des peuples indigènes et groupes vulnérables : ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des consultations des populations autochtones pouvant s'avérer insuffisantes au regard de la complexité des processus de consultations des populations autochtones (ou des minorités ethniques) ou de la gestion de ce processus pour tout ou partie effectuée par une administration limitant ainsi le contrôle de ce risque par EDF.	Section 3.3.2.3 « Droits humains »	
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes sur les chantiers du Groupe.	Section 3.3.2.3. « Droits humains »	
	Activités et projets	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité concernant les projets à proximité de zones de conflit ou de régime sécuritaire.	Section 3.3.2.3. « Droits humains »	
Environnement	Transverse	L'impact sur le climat : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre ;	Section 3.1 « Neutralité carbone et climat »	
	Transverse	L'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets.	Section 3.2 « Préservation des ressources de la planète »	
Santé-Sécurité des personnes	Salariés et sous-traitants	Les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit) ;	Section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »	
	Salariés et sous-traitants	Les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.	Section 3.3.1 « Sûreté, santé et sécurité de tous »	
	Consommateurs et riverains	La sûreté des installations nucléaires et hydrauliques.	Sections 3.3.1.1 « Sûreté nucléaire » et 3.3.1.2 « Sûreté hydraulique »	
	Consommateurs et riverains	La qualité de l'air, les nuisances sonores et acoustiques.	Section 3.3.1.6 « Qualité de l'air » et 3.3.1.4 « Santé et Sécurité des consommateurs »	
Fournisseurs	Catégorie d'achat	Prestations et matériels IT et électroniques concernant les risques droits humains en lien avec la supply chain.	Section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats » et 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »	
	Catégorie d'achat	Prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru.	Section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats »	
	Catégorie d'achat	Prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).	Section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats »	
	Spécifique	En 2021, les risques droits humains et en particulier de travail forcé en lien avec la *supply chain* ont été précisés sur les domaines d'achat des matériels informatiques et du contrôle/commande, du textile et des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.	Sections 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats » et 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains »	

3.9.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes

EDF a renforcé son pilotage du plan de vigilance avec la nomination, en décembre 2020, d'un responsable conformité Groupe devoir de vigilance par deux membres du Comité exécutif, le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan de vigilance et de son application dans le Groupe.

Le plan de vigilance et les actions qui en découlent sont validés en Comité stratégique RSE présidé par le Président du Groupe, et soumis au Comité Responsabilité d'Entreprise, Comité du Conseil d'administration dédié aux sujets de responsabilité sociale et environnementale.

L'élaboration et le pilotage du plan de vigilance reposent sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction Impact au sein d'un Comité de pilotage et d'un Comité stratégique regroupant également la Direction des Ressources Humaines, la Direction des Achats, la Direction des Risques, la Direction Internationale, la Direction Éthique et Conformité, la Direction *Export Control* et Sanctions Internationales et le cas échéant, des représentants de filiales aux activités exposées. Le Comité stratégique définit de manière collégiale les orientations et les objectifs du plan de vigilance, sur proposition du Comité de pilotage, il s'assure de l'atteinte de ces objectifs et peut les redéfinir en fonction des avancées opérationnelles restituées par le Comité de pilotage se regroupant trimestriellement.

Le déploiement et la coordination du plan de vigilance s'appuient sur un réseau de Responsables Devoir de Vigilance nommés dans chaque entité du Groupe concernée (voir section 3.9.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2022 »).

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération que nous entretenons avec nos parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du Groupe, signé en 2018 et prorogé pour deux ans le 29 novembre 2021 par EDF avec les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés » (voir section 3.5.3.1.1 « L'Accord Responsabilité Sociale Monde »). Depuis 2018, le Comité de dialogue sur la responsabilité sociale (CDRS), composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord, travaille sur de nombreux sujets en lien avec le devoir de vigilance (Santé-sécurité, exercice de la responsabilité du Groupe dans le cadre de projets internationaux, impacts de la crise sanitaire, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe. Ainsi, en 2022, les réunions du CDRS ont permis à ses membres de s'informer sur la publication du plan de vigilance 2021 et d'échanger sur les actions de vigilance 2022. En termes de cadre législatif, le projet de directive européenne sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité a également été présenté aux membres, ainsi que l'évolution du dispositif d'alerte du groupe EDF liée à la transposition en droit français de la directive européenne concernant la protection légale des lanceurs d'alerte. Ces réunions du CDRS sont également l'objet d'échanges afin de répondre aux interrogations des membres ou liés à des points d'attention locaux dont les membres auraient connaissance.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [1]), à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer son processus d'élaboration du plan de vigilance.

En novembre 2021, EDF a également participé à une revue de pairs portant sur son Plan de vigilance, organisée par *Global Compact* [2], regroupant d'autres groupes soumis à la loi, et des personnalités du monde associatif et de la recherche.

Depuis 2022, une personnalité spécialiste des entreprises et droits humains est dorénavant membre du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir section 3.4.1.1.1.1 « EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes ») afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance. En juin 2022, EDF a soumis son Plan de vigilance et son application dans le Groupe au Conseil de Parties Prenantes.

En parallèle et de manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec les différents acteurs de la société civile (associations, personnalités), qui souhaitent entretenir ce dialogue, dans le cadre de l'amélioration continue de son Plan de vigilance.

3.9.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance

Le groupe EDF est un énergéticien intégré dont les activités comportent des risques dans les trois champs d'application du devoir de vigilance. Il est présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité et une partie des métiers du gaz : production d'électricité d'origine nucléaire, renouvelable et thermique ; transport et distribution d'électricité [3] ; commercialisation ; services énergétiques ; négoce d'énergie (voir section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Principaux pays d'activité

Les activités du Groupe sont principalement situées dans les pays de l'OCDE (voir section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »). Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière y compris dans les relations avec les partenaires.

Le groupe EDF est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

Le Groupe développe des projets à l'étranger le plus souvent en tant que minoritaire, dont prioritairement dans les pays suivants : le Brésil, le Chili, le Moyen Orient (Arabie saoudite et Émirats arabes unis), l'Afrique de l'Ouest et centrale (Cameroun, Côte d'Ivoire, Togo), l'Inde, les États-Unis, l'Allemagne et l'Espagne.

Dans le Groupe, EDF Renouvelables développe des projets seul ou en partenariat, exploite et maintient des installations produisant de l'électricité issue des énergies renouvelables (éolien et solaire principalement) dans plus de 20 pays. Ses principales zones d'implantations historiques sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, à commencer par la France et le Royaume-Uni. EDF Renouvelables a par ailleurs engagé un rééquilibrage géographique de ses activités. Il renforce sa présence dans d'autres pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, la Chine, l'Inde, les Émirats arabes unis, l'Arabie Saoudite, le Maroc ou l'Égypte.

(1) e-dh.org
(2) Pacte mondial réseau France (https://pactemondial.org/).
(3) Dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées.

Capacités nettes installées éoliennes et solaires d'EDF R (en %) :

Amérique du Nord	40 %
Europe	28 %
Chine, Vietnam et Inde	12 %
Amérique du Sud	11 %
Arabie Saoudite et Émirats Arabes Unis	5 %
Israël	2 %
Égypte et Maroc	1 %
Afrique du Sud	1 %

Le groupe EDF était présent en Russie dans le domaine des services énergétiques via la filiale Dalkia Rus de Dalkia et au travers de son bureau basé à Moscou, en charge de la promotion et du développement des métiers du Groupe et de nouvelles activités dans le cadre de la transition énergétique en Russie. Suite au conflit russo-ukrainien, EDF a cessé ses activités sur le territoire russe, en prenant la décision en mars de fermer son bureau de Moscou, puis en annonçant le 23 mai 2022, la cession de la filiale russe de Dalkia (voir section 3.9.6.1.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre – Conflit entre la Russie et l'Ukraine »).

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants gérés par la Direction des Achats Groupe représente environ 11 000 fournisseurs de rang 1. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 99,4 % en Europe [1]. Les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'un dispositif de vigilance particulier. Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteinte graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages.

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées [2], ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

L'organisation du Groupe est présentée en section 1.2.1 « Organisation du Groupe ».

Les filiales Dalkia et Framatome qui comptent plus de 5 000 salariés sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales.

RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales régulées gouvernées par un principe d'indépendance de gestion et qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance.

3.9.4 Méthodologie de cartographie des risques du Groupe

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance reposent sur deux démarches complémentaires : la cartographie des risques du Groupe, comprenant les risques relatifs au devoir de vigilance, et une cartographie des risques supplémentaires, spécifiquement dédiée pour les entités les plus exposées du fait de leur activité et/ou de leur implantation.

Suivant la démarche Groupe indiquée dans la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités », chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du management, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe.

Elle se construit en 5 étapes successives : l'identification des risques, l'évaluation des risques, la priorisation, la mise sous contrôle par la définition du plan d'action, le pilotage du plan d'action incluant le suivi du déploiement du plan d'action et la mesure de son efficacité.

L'identification des risques

Pour garantir raisonnablement une identification des principaux risques, une approche par processus métier et par actif est combinée avec une approche par grande nature de risques. En outre le retour d'expérience, les événements, incidents ou presqu'accidents sont pris en considération comme source d'identification des risques, ainsi que le résultat des audits réalisés. L'identification des risques est la résultante d'une discussion entre les principaux acteurs : les managers, experts et parties prenantes.

L'évaluation des risques et leur hiérarchisation

Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon :

- leur impact, c'est-à-dire leur gravité potentielle, évalué par des critères multiples, dont l'évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ;
- leur probabilité d'occurrence, c'est-à-dire son degré de vraisemblance évaluée sur un horizon de temps pertinent, estimée sur la base de l'historique de l'activité, du retour d'expérience, ou d'une expertise interne ou externe ;
- leur niveau de maîtrise, c'est-à-dire l'efficience des actions mises en œuvre.

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection, atténuation) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

Gouvernance des risques du Groupe

La cartographie des risques du groupe EDF est construite en s'appuyant sur les cartographies des risques des entités, sur les autoévaluations du contrôle interne, et sur des analyses croisées des remontées des entités opérationnelles et fonctionnelles.

La Direction des Risques Groupe identifie et évalue les risques de niveau Groupe et constitue une cartographie des risques du Groupe, validée en Comité des risques présidé par le Président du Groupe, puis présentée au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Évaluation des risques Groupe structurant pour le plan de vigilance en 2022

L'application de cette démarche conduit, à l'échelle du groupe EDF, aux risques principaux présentés dans la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Parmi eux plusieurs risques sont structurants pour l'orientation du plan de vigilance :

- le risque d'atteinte à l'éthique ou à la conformité (voir section 2.2 – 1D « Atteinte à l'éthique ou à la conformité ») : ce risque inclut depuis 2019 un volet « devoir de vigilance », qui prévoit la mise en œuvre d'un programme d'actions piloté au niveau du Groupe, ainsi qu'une obligation faite aux entités du Groupe de rendre compte de leurs propres actions dans ce domaine ;
- le risque d'adaptation au changement climatique – risques physiques et risques de transition (3B) : ce risque comporte notamment un volet portant sur les impacts des activités du Groupe sur le climat (voir section 3.1.3.2.3 « L'analyse par scénarios des risques et opportunités climatiques ») ;
- le risque d'atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité (4H), et focus spécifiques à la sûreté nucléaire (5C) et à la sûreté hydraulique (4E) ;

(1) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.

(2) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (voir la note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022).

- le risque de maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR (4A) : ce risque inclut un volet relatif aux impacts potentiels des projets sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité ;
- le risque de continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles (4B) : ce risque inclut spécifiquement la mise en œuvre d'actions de vigilance lors de la contractualisation et du suivi des contrats.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.9.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation » :

- risques saillants relatifs aux Droits humains et libertés fondamentales : voir section 3.9.6.1.1 ;
- risques saillants relatifs à l'environnement : voir section 3.9.6.2.1 ;
- risques saillants relatifs à la santé et la sécurité des personnes : voir section 3.9.6.3.1 ;
- risques saillants concernant les fournisseurs et les sous-traitants : voir section 3.9.6.4.1.

3.9.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2022

En 2022, plusieurs chantiers et actions ont été initiés ou poursuivies dans une démarche d'amélioration continue du plan de vigilance du Groupe :

Déclinaison et déploiement des engagements de droits humains du référentiel Devoir de Vigilance

En mars 2021, EDF a élaboré un référentiel rassemblant les engagements du Groupe (EDF et les sociétés qu'elle contrôle) et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires. Le Groupe rappelle et synthétise dans ce référentiel ses engagements liés au devoir de vigilance, et explicite ses exigences vis-à-vis de ses partenaires, financeurs, fournisseurs et sous-traitants. Ce document soumis aux membres du CDRS [1] (voir section 3.9.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »), a été signé par le Président du groupe EDF. Il est publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf).

En 2022, EDF a débuté la déclinaison de chacun des engagements de droits humains de son référentiel afin de les expliciter, les contextualiser et les déployer. Chaque engagement fait l'objet d'une fiche droits humains rappelant les cadres internationaux de référence et les définitions relatifs, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant. À fin 2022, les fiches dédiées à la discrimination, au harcèlement et au recours aux forces de sécurité ont été finalisées.

Approfondissement de l'analyse des risques pays

Le Groupe a développé en interne un outil de profilage des pays permettant d'apprécier le contexte d'un pays en termes de risques liés au devoir de vigilance. Il rassemble les valeurs de huit indicateurs (tels que le *Gender Gap Index* ou le *Children's Rights in the Workplace Index*) pour plus de 180 pays couvrant les trois thématiques du Devoir de Vigilance (Droits de l'Homme, Environnement, Santé et Sécurité) mais aussi la situation socio-économique.

Pour compléter cet outil, le Groupe a souscrit en 2021 à *Verisk Maplecroft®* pour accéder à des indices droits humains afin d'affiner et préciser les risques de droits humains auxquels le Groupe pourrait être confronté dans les pays où il opère, achète et se développe. Cette souscription a été poursuivie et étendue à un panel d'indices plus conséquent pour permettre aux différentes entités du Groupe d'approfondir leurs analyses.

Intégration renforcée du devoir de vigilance dans le processus achats de la Direction des Achats Groupe

La Direction des Achats Groupe a procédé à une revue dédiée à évaluer l'intégration du devoir de vigilance dans ses phases de contractualisation. En 2021, l'engagement de conformité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres) et couvrant les thématiques de la corruption, du blanchiment, du financement du terrorisme et de l'absence de conflit d'intérêts, de sanctions internationales, a été complété. Les soumissionnaires s'engagent dorénavant à se conformer aux exigences d'EDF relatives à la loi sur le devoir de vigilance (voir section 3.4.2.3.2.4 « Processus achats responsables »). En 2022, la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, constituant une pièce contractuelle, a été mise à jour pour intégrer le respect des obligations relatives au devoir de vigilance, ainsi que le détail des engagements RSE (droits humains, environnement et santé-sécurité) que le Groupe demande à ses fournisseurs et sous-traitants de respecter et de faire respecter par ses propres fournisseurs. La suite de cette revue se déroulera en 2023 et contribuera à améliorer l'intégration du devoir de vigilance à tous les niveaux de la contractualisation.

Intégration du devoir de vigilance dans le guide méthodologique relatif aux investigations à réaliser en matière d'éthique et conformité dans le cadre des opérations de croissance externe d'EDF

Le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariat, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. EDF a finalisé en 2023 un guide méthodologique recensant et proposant de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité. Ces diligences reposent sur la Politique Éthique et Conformité qui recense les programmes de conformité du Groupe, notamment le programme de prévention de la corruption et du trafic d'influence, le respect des sanctions internationales, la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme, la prévention des manquements au droit de la concurrence, l'export control et le devoir de vigilance. Ce guide propose une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition/partenariat/projet de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet.

Sensibilisation et déploiement du plan de vigilance au sein du Groupe

Le réseau des Responsables Devoir de Vigilance, nommés dans les entités concernées du Groupe, a été renforcé. Dans leurs entités, ces Responsables ont des missions relatives à la RSE ou à l'éthique et la conformité, ou bien encore au Contrôle interne. En 2022, avec 5 sessions, l'animation du réseau a été consacrée notamment aux sujets suivants :

- la mise à disposition d'un kit de déploiement du devoir de vigilance pour les nouveaux arrivants sur cette mission dans leur entité ;
- le partage de la mise en place des démarches de vigilance de certaines filiales du Groupe ;
- une demie journée dédiée aux droits humains avec l'intervention d'un expert et des cas pratiques en sous-groupes ;
- la veille réglementaire : la proposition de directive sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité, le projet de règlement européen sur l'interdiction des produits issus du travail forcé ou encore l'évolution du dispositif d'alerte du groupe EDF liée à la transposition en droit français de la directive européenne concernant la protection légale des lanceurs d'alerte.

(1) Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale.

En termes de formation, le Groupe a développé en 2021 un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. Il propose une définition du devoir de vigilance, de son périmètre d'application, des acteurs concernés et des obligations associées, une identification des risques et des actions de remédiation au travers d'exemples concrets relatifs aux activités du Groupe. À fin décembre 2022, environ 1 500 salariés ont réalisé l'*e-learning*.

Ces actions menées en 2022 s'inscrivent dans une démarche de progrès se déroulant tout au long de l'année sur la base d'un plan d'action revu régulièrement.

3.9.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation

Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques transverses et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB [1]).

En outre, les enjeux relatifs à l'environnement, la santé-sécurité des personnes et aux droits humains sont systématiquement abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ainsi qu'au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI), sous forme d'identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de santé-sécurité, de droits humains et éthiques.

3.9.6.1 Droits humains et libertés fondamentales

3.9.6.1.1 Identification des risques saillants

Dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe intégrant le devoir de vigilance a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche se traduisant concrètement par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées, appréciés en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent.

Deux catégories de risques saillants relatifs aux Droits humains et libertés fondamentales ont été identifiées :

- au niveau transverse/global : risques liés au harcèlement et à la discrimination ;
- au niveau des activités et projets du Groupe à l'international et en particulier dans les zones géographiques dont les pratiques et situations locales, ainsi que les législations sont moins exigeantes que les standards des pays de l'OCDE :
  - les risques d'atteinte aux droits des communautés locales : ces risques sont liés notamment aux enjeux fonciers et de déplacements de populations ou encore à des conséquences de consultation inadéquate des communautés locales et en particuliers autochtones,
  - le risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail décentes sur les chantiers du Groupe,
  - les risques liés à l'emploi de forces de sécurité concernant les projets à proximité de zones de conflit ou de régime sécuritaire.

3.9.6.1.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement de l'accord-cadre mondial de Responsabilité Sociale et du Référentiel du Groupe (voir section 3.3.2.3 « Droits humains »).

Prévenir et traiter dans la vie au travail toute situation de violence physique ou morale, d'intolérance ou d'injustice

Les cadres dirigeants se doivent de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement, ainsi que la violence physique et morale, en informant les collaborateurs sur ces risques. Ils doivent communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte Groupe, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés (voir section 3.3.2.2.2 « La prévention du harcèlement et de la discrimination »).

Lutter contre le sexisme et contre toutes les formes de discriminations

Le groupe EDF s'engage à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité. Parmi les nombreuses actions de prévention décrite dans la section 3.3.3 « Égalité, diversité et inclusion », les grandes actions de prévention et d'atténuation suivantes sont menées par le Groupe :

La politique égalité professionnelle au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle ; la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés ; la contribution d'EDF à l'évolution des comportements. En 2021, le Comité exécutif d'EDF a souhaité renforcer les ambitions mixité du Groupe, avec notamment un nouvel objectif de féminisation commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et 40 % en 2030 (voir section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe »).

EDF et plusieurs filiales ont souhaité se doter d'une certification internationale (Label GEEIS) pour évaluer la qualité et la pertinence de leurs engagements en faveur de la mixité et de l'égalité professionnelle Femmes/Hommes. Ce label a été renouvelé en 2019 et pour la première fois étendu à l'ensemble des autres champs d'action du Groupe en matière de diversité et d'inclusion. La signature d'une charte d'engagement GEEIS marque ainsi l'engagement du Groupe dans la lutte contre les stéréotypes à travers le déploiement d'une intelligence artificielle dénuée de stéréotypes de genre et inclusive dans l'ensemble des processus et environnements métiers.

Le groupe EDF s'est engagé à prévenir et lutter contre toutes les formes de violences envers les femmes, qu'il s'agisse de violences au travail (sexisme, harcèlement) comme des violences conjugales et familiales (soutien, orientation et maintien dans l'emploi). Il s'agit de former et sensibiliser les managers et acteurs de la filière Ressources Humaines sur les sujets du sexisme, du harcèlement moral et sexuel. Ainsi, avec le concours du réseau « ÉNERGIES mixité ! », un nouveau « baromètre sexisme » a été mis en place, dans le cadre de l'initiative interentreprises #StOpE dont EDF est membre depuis l'origine. La mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit ». En 2022, EDF a pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 122 salariées victimes de violences domestiques, soit plus de 485 salariés (465 femmes et 20 hommes) accompagnés entre 2019 et 2022.

En termes d'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, EDF s'engage avec le 12e accord pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap, signé le

(1) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

11 janvier 2023, portant sur la période 2023-2025. Les enjeux à maîtriser évoluent en effet au fil du temps, comme le cas de l'enjeu numérique, érigé en priorité des derniers accords handicap d'EDF et qui a conduit à la signature en février 2022 d'une première politique relative à l'accessibilité numérique à EDF. EDF Renouvelables a également renouvelé son accord en décembre 2022 pour la même période. Framatome possède un accord valide jusqu'à fin 2023.

Afin de prévenir les situations de discrimination raciale, le groupe EDF a abordé en 2021 la question des origines, et plus précisément du racisme en entreprise dans un document repère à l'attention de ses managers et de ses Responsables Ressources Humaines (RH).

Le groupe EDF traite du fait religieux en entreprise depuis 2008, et a publié un premier document repères dès 2010 (mis à jour en 2016) qui a pour objet de proposer aux managers et aux responsables RH, des repères pour comprendre, analyser et agir dans le respect de la loi.

EDF est également partenaire de l'Autre Cercle [(1)], signataire de la charte LGBT+ depuis 2015 et de l'association Energay [(2)] depuis 2010. Dès 2015, les RH et les managers ont été dotés d'un document repères « le respect des orientations sexuelles en entreprise ». EDF a également conçu, en partenariat avec Energay, un processus pour accompagner et soutenir les salariés en transition au sein du Groupe. Un document repères « accompagner un salarié en transition chez EDF – respect de l'identité de genre » a été publié.

Pour porter ces politiques d'inclusion et d'égalité des chances, EDF s'est doté d'outils de sensibilisation et de formation de l'ensemble de son corps social, tout en outillant les managers et les RH. L'entreprise forme l'ensemble des acteurs de son processus de recrutement, à l'aide d'un module spécifique pour « Recruter sans discriminer ». Pour sensibiliser les salariés à la diversité et favoriser l'émergence de pratiques et d'organisations inclusives, le Groupe a mis en place une offre de formation digitale « Vivre ensemble la Diversité », de type *serious game*, suivie par 1 708 salariés en 2022 (soit 16 155 salariés en cumulé depuis sa mise en ligne).

Un numéro vert d'écoute et de conseil [(3)], ouvert à toutes les questions de harcèlement ou de discriminations, est disponible 7 jours/7 pour l'ensemble des salariés de l'entreprise. Une équipe d'appui (dotée de compétences internes et externes) intervient notamment dans le cadre d'investigations diligentées en cas d'alertes.

Prévenir les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des communautés, des travailleurs et à l'emploi de forces de sécurité

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation. L'ensemble des engagements du Groupe relatifs aux droits humains est décrit en section 3.3.2.3 « Droits humains ».

La mise en œuvre de ces engagements s'appuie sur des principes d'actions qui s'appliquent dans toutes les activités du Groupe, tels que notamment :

1. l'évaluation préalable et continue et la gestion des impacts et des risques environnementaux et sociétaux (E&S), y compris ceux causés par les activités des relations d'affaires ;
2. l'organisation, partout dans le monde, d'une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 50 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement ;
3. la mise en œuvre de ces engagements et exigences, ainsi que leur suivi sont assurés par l'application des politiques ou accords internes du Groupe notamment la politique RSE, la politique éthique et conformité, la politique des achats, la politique santé et sécurité, l'accord mondial RSE, la Charte Éthique et le déploiement du plan de vigilance ;
4. la mise en œuvre de dispositifs de recueil et de traitement des signalements, accessibles et communiqués à toute personne potentiellement impactée par les activités de l'entreprise, et garantissant la confidentialité des alertes et la protection des alerteurs internes (salariés et collaborateurs extérieurs [(4)]).

En fonction du contexte du projet, une Étude d'Impact sur les Droits Humains (EIDH – *Human Rights Impacts Assesment and Management*) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*, tels que déclinés par exemple par le Danish Institute for Human Rights. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité.

Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés dans cette thématique, et pilotées par les référents internes RSE de EDF.

Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, via un système de management *ad hoc* (politique interne RSE, référent RSE et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

Concernant les conditions de travail décentes, des missions d'inspection et d'audit externes réalisées sur les chantiers des projets à financements internationaux (comme pour le projet Nachtigal) permettent au Groupe de détecter à chaque stade de la vie du projet des manquements aux engagements du Groupe.

Au niveau des processus de décision d'investissement, un volet consacré aux droits humains, au travers du référentiel rassemblant les engagements du Groupe, est systématiquement intégrée au dossier d'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ou encore au Comité de validation des projets de développement du Groupe à l'international (CBDI). Il est ainsi procédé systématiquement à une identification des risques d'atteinte aux droits humains associés aux projets, tant pour les activités développées, que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre des projets. Cette identification est facilitée par la construction d'une grille de criblage permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte tous les engagements et exigences du Groupe en matière de droits humains, tel que le respect des conventions fondamentales de l'OIT (concernant le travail des enfants, le travail forcé, la liberté d'association, les discriminations), les droits des communautés locales ou les conditions de sécurité et sanitaires pour les populations concernées.

En termes opérationnels, plusieurs projets sont présentés dans la section 3.3.2.3.4 « La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains » dont certains menés par EDF Renouvelables ou par la Direction Internationale du Groupe :

Projet éolien au Chili

Dans le cadre du projet éolien terrestre dans la région d'Antofagasta, EDF Renouvelables Chili a réalisé une référence anthropologique de la communauté indigène Changos, sur la base d'entretiens réalisés auprès de cinq organisations Changos, communauté qui a engagé un processus de reconstitution de son histoire. Les informations collectées viendront compléter l'étude d'impact préliminaire conduite dans le cadre du projet par EDF Renouvelables.

Parc solaire en Israël

Le projet Gevim, dont la construction s'est achevée en mars 2022, est situé près du Kibboutz Gevim – un village collectiviste typique d'Israël. Les représentants du kibboutz et l'équipe environnementale du comité de district ont identifié que l'installation photovoltaïque aurait un impact visuel pour les habitants du kibboutz et que le paysage unique en serait affecté. Il a été décidé en conséquence qu'une zone tampon de végétation serait établie entre l'installation et le kibboutz, et que l'installation devra être assimilée autant que possible à son environnement. Une large bande composée d'arbres et de végétaux locaux nécessitant peu d'irrigation a été plantée entre l'installation et le kibboutz.

(1) L'Autre Cercle est une association LGBT+ (personnes lesbiennes, bisexuelles, gaies et transgenres, ainsi que toutes les personnes ne se reconnaissant pas comme hétérosexuelle et ou cisgenre) dont l'objet principal est de lutter contre les discriminations dans le monde du travail (www.autrecercle.org).

(2) Energay est l'association LGBT des industries électriques et gazières et de leurs ami-e-s (www.energay.org).

(3) Numéro vert : 0800 30 40 40.

(4) Collaborateurs occasionnels (stagiaires, alternants, etc.) mais aussi prestataires ou partenaires.

Concernant les projets de la Direction Internationale du groupe EDF, les risques de droits humains sont appréhendés et gérés aux différentes étapes des projets :

- En phase de pré-développement, pour les « nouveaux » pays une évaluation « pays » est effectuée en s'appuyant sur l'outil Verisk Maplecroft®, un outil de profilage des pays interne (voir section 3.9.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2022 » « Approfondissement de l'analyse des risques pays ») ou d'autres sources. Des *due-diligences* spécifiques peuvent également être menées pour des secteurs particuliers : une étude Risques Droits Humains a ainsi été effectuée en 2022 en Colombie pour évaluer les problématiques spécifiques au secteur de l'hydroélectricité, avec des focus sur les zones de développement possibles, et comme produit de sortie une matrice de risque (pour les activités d'EDF, les communautés locales et les fournisseurs et sous-traitants) et des recommandations de gestion. Les risques identifiés portent notamment, en fonction des zones, sur :
  - le manque de participation des communautés et la défiance vis-à-vis des projets, notamment dans les régions qui connaissent des développements miniers,
  - des conflits possibles autour de la ressource en eau,
  - la détérioration des conditions sécuritaires, et le recours à des forces de sécurité,
  - la protection des lanceurs d'alertes (environnementaux et sociaux), etc.
- En phase de développement, en fonction des risques pays identifiés, croisés avec les spécificités des projets, une étude *Human Rights Impact Assessment and Management* (HRIAM) pourra être lancée. C'est actuellement le cas au Malawi sur le projet Mpatamanga, pour lequel EDF a été sélectionné avec SCATEC comme « sponsor stratégique ». Cette étude a pour objet de :
  - préciser le contexte « Droits Humains » dans la zone du projet, en lien avec les activités futures de développement et construction,
  - établir une matrice des risques et opportunités générés par le projet concernant les droits humains,
  - identifier les « porteurs de droits »,
  - identifier les études sociales et environnementales qui devront incorporer un volet droits humains,
  - proposer une Politique Droits humains pour le projet.
- Les clauses Droits Humains sont d'autre part systématiquement incluses dans les contrats de construction (type « EPC »), pour la réalisation d'infrastructures majeures type hydroélectrique, mais aussi pour des contrats plus petits type générateur photovoltaïque pour clients « C&I » (Commerces et Industrie), notamment en Afrique sub-saharienne.
- En phase de construction les mécanismes de réclamation et de gestion des plaintes sont mis en œuvre, à disposition des travailleurs et des communautés (en plus de ceux de EDF et des éventuels bailleurs).

Conflit entre la Russie et l'Ukraine

Avant le déclenchement de la guerre en Ukraine, le groupe EDF était présent en Russie à deux titres. D'abord, dans le domaine des services énergétiques, par l'intermédiaire de la filiale de Dalkia en Russie, la société Dalkia Rus. Ensuite, à travers son bureau de Moscou qui était chargé, en Russie, (i) de promouvoir les métiers du Groupe et (ii) de développer les nouvelles activités relevant de la transition énergétique. Depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine, le groupe EDF s'est appuyé sur les mesures prévues dans son plan de vigilance pour s'assurer que ses activités ou celles des entités avec lesquelles elle est en relation d'affaires ne présentent pas de risques d'atteinte grave aux droits humains, à la santé et à la sécurité, ainsi qu'à l'environnement. Il s'est également appuyé sur les dispositions du Guide OCDE [1] qui recommandent aux entreprises d'apprécier tout projet de rupture d'une relation d'affaires au regard de l'importance de cette relation, des conséquences juridiques de la poursuite ou de la rupture de la relation, des changements que la rupture produirait sur le terrain, ainsi que de toute information crédible concernant les impacts négatifs potentiels de la décision de rupture sur le plan économique et social.

C'est ainsi qu'EDF a interrompu sa présence sur le territoire russe, en prenant la décision en mars 2022 de fermer son bureau de Moscou, puis en annonçant le 23 mai 2022, la cession de la filiale russe de Dalkia, la société Dalkia Rus.

De plus, afin de s'assurer qu'aucune relation contractuelle ne contrevienne aux régimes des sanctions internationales adoptés contre la Russie, le groupe EDF s'est appuyé son organisation et ses référentiels en matière de contrôle export & sanctions. Plus généralement, la décision de poursuivre certaines relations a toujours été prise dans le respect des sanctions internationales et des restrictions imposées par la Russie, de l'impérative nécessité de ne pas porter atteinte aux droits humains, aux libertés fondamentales, à la santé, à la sécurité des personnes et à l'environnement, ni de mettre en péril la sûreté nucléaire, tout en continuant à sécuriser l'approvisionnement en électricité de la France et des pays européens, ce qui constitue, dans le contexte géopolitique et économique actuel, un objectif majeur s'agissant d'un produit de première nécessité.

Contentieux en cours au Mexique

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (PCN) concernant un projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF Renouvelables au Mexique. Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine. La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, puis en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus suit désormais son cours après que le juge a ordonné la reprise de la consultation. Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure adressée notamment par cette ONG ainsi que 4 personnes physiques au titre de la loi devoir de vigilance et relative à ce projet. EDF a ensuite été assignée le 13 octobre 2020 devant le Tribunal judiciaire de Paris au titre de la loi sur le devoir de vigilance. Les requérants demandent, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses manquements au devoir de vigilance. EDF conteste ces deux demandes. Le 30 novembre 2021, le juge de la mise en état a rejeté la demande des associations de suspension du projet à titre conservatoire ainsi qu'à la demande d'irrecevabilité de l'action en injonction des associations concernant le plan de vigilance d'EDF en raison du défaut de mise en demeure préalable. Les requérants ont interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état. Le Tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli. Depuis, la procédure est en cours à la cour d'appel. Le 12 juillet 2022, le PCN français publie un communiqué de presse constatant l'approfondissement de la politique d'entreprise d'EDF et la conduite de travaux sur les droits de l'homme, ainsi que sur l'engagement avec les parties prenantes. Ces mesures répondant à ses recommandations, le PCN a mis ainsi fin au suivi qu'il effectuait [2]. L'évolution du dossier est suivie parallèlement par les membres du CDRS (voir section sur CDRS).

Un site Internet dédié au projet est disponible en anglais et en espagnol : https://www.gunaa-sicaru.com.

3.9.6.2 Environnement

3.9.6.2.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de management de l'environnement (SME) et le dispositif de contrôle interne en lien avec la gestion des risques Groupe (voir section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) »). L'identification des risques environnementaux s'inscrit dans le dispositif global de gestion des risques du Groupe (voir le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »). Chaque société établit sa cartographie de risques, en lien avec la méthodologie du Groupe et définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques.

L'actualisation de la cartographie des risques 2022 conforte l'analyse des risques 2021 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. La principale évolution réside dans l'observation des effets du changement climatique avec des températures en période estivale plus élevées et des épisodes de sécheresse qui renforcent la pression sur les milieux et sur certaines activités du Groupe, notamment les activités de production hydraulique et nucléaire.

(1) Guide OCDE sur le devoir de diligence pour une conduite responsable des entreprises, publié le 20 mars 2018 (https://www.oecd.org/fr/daf/inv/mne/Guide-OCDE-sur-le-devoir-de-diligence-pour-une-conduite-responsable-des-entreprises.pdf).

(2) https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2022/07/26/pcn-francais-edf-et-edf-renouvelables-au-mexique

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risques saillants	Activités de production les plus concernées
• L'impact sur le climat : le changement climatique et les émissions de gaz à effet de serre.	Activités de production d'électricité et de chaleur à partir de combustible fossile
• Les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets. • La préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes. • La gestion de la ressource en eau.	Activités de production d'électricité (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)

3.9.6.2.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de management environnemental (SME) et sa politique RSE qui engagent ses entités à une approche de précaution et une démarche de responsabilité. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique RSE Groupe.

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un SME (voir section 3.5.4.2 « Système de management de l'environnement (SME) »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF, qui définissent les orientations et objectifs environnementaux à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes (voir chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » et section 3.5.2 « Instances de gouvernance de la RSE »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [1] du Groupe met en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la DDD les informations environnementales requises.

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001. Tous les sites industriels sont couverts par un SME dont 80 % par un SME certifié.

En 2022, les résultats des audits de certification menés par l'AFNOR confirment la qualité du *leadership*, des stratégies et des politiques construites en cohérence avec les enjeux territoriaux et les besoins et attentes des parties prenantes. Les auditeurs soulignent également le pilotage efficace et rigoureux des systèmes de management de l'environnement des entités et filiales certifiées et constatent une progression de la maîtrise des impacts environnementaux dans les métiers, avec une prise en compte renforcée des enjeux liés au CO_2 et à la biodiversité. Ces audits ont permis de dégager 11 nouvelles non-conformités mineures, les 14 non-conformités mineures de la campagne d'audit précédente ayant été levées. Les progrès sont encore principalement attendus sur la prise en compte systématique des impacts environnementaux dès la phase de conception, dans une logique d'économie circulaire et la généralisation de la culture de la prévention des risques et de l'anticipation par la meilleure analyse des causes et le suivi de l'efficacité des actions correctives. Le renforcement des audits internes, outil de progrès, est également souhaité.

3.9.6.2.2.1 Prévenir l'impact sur le climat

Le groupe EDF reconnaît l'urgence d'agir contre le dérèglement climatique. Il a aligné ses ambitions sur l'Accord de Paris pour le climat dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel. La trajectoire de réduction d'émissions de CO_2 du Groupe a été validée par *Science Based Targets*. Le groupe EDF a mis en place une gouvernance dédiée, conforme aux meilleures pratiques recommandées par la *Taskforce on Climate related Financial Disclosure* (TCFD). La stratégie climatique du Groupe, alignée avec CAP 2030, s'accompagne de quatre engagements RSE : une trajectoire carbone ambitieuse, des solutions de compensation carbone, l'adaptation au changement climatique, le développement des usages de l'électricité et de services énergétiques innovants, qui forme le plan de transition climatique du groupe EDF (voir section 3.1.1 « Trajectoire Carbone du Groupe »).

Trajectoire carbone du Groupe

Neutralité carbone à 2050

Le groupe EDF a été l'un des premiers à se fixer, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Cet engagement a été renforcé et précisé en mars 2020. Il se traduit concrètement par :

- émissions directes : réduction des émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050 ;
- émissions indirectes : réduction des émissions indirectes aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales ;
- émissions résiduelles : mise en place de projets à émissions négatives afin de compenser les émissions résiduelles du Groupe à cet horizon.

Cet engagement couvre les émissions de tous les gaz à effet de serre sur l'ensemble des scopes (1, 2 et 3) et pour toutes les activités du Groupe sur l'ensemble des régions géographiques.

Objectifs à 2030 reconnus par l'initiative SBTi

En 2020, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Le 7 décembre 2020, ces objectifs ont été validés comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets* [2] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique et récemment dévoilée [3]. Ainsi le groupe EDF s'engage sur les objectifs 2030 suivants :

- réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 28 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals (scope 3).

En cohérence avec ces objectifs validés par SBTi, le groupe EDF se fixe les objectifs 2030 complémentaires suivants : 25 $MtCO_2$ pour les émissions de scope 1 en 2030, une réduction de 28 % comparé à 2019 des émissions de l'ensemble du scope 3 d'ici 2030.

Afin d'atteindre ces objectifs, une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre a été élaborée pour les trois scopes du groupe EDF. Cette trajectoire passe par un jalon fixé en 2023, qui se traduit par les objectifs intermédiaires suivants :

- 28 à 30 $MtCO_2e$ pour les émissions de scope 1 du Groupe en 2023 ;

(1) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.
(2) Initiative lancée suite à l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, UN Global Compact, World Ressources Institute et World Wild Fund.
(3) *Setting 1,5 °C aligned science based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.

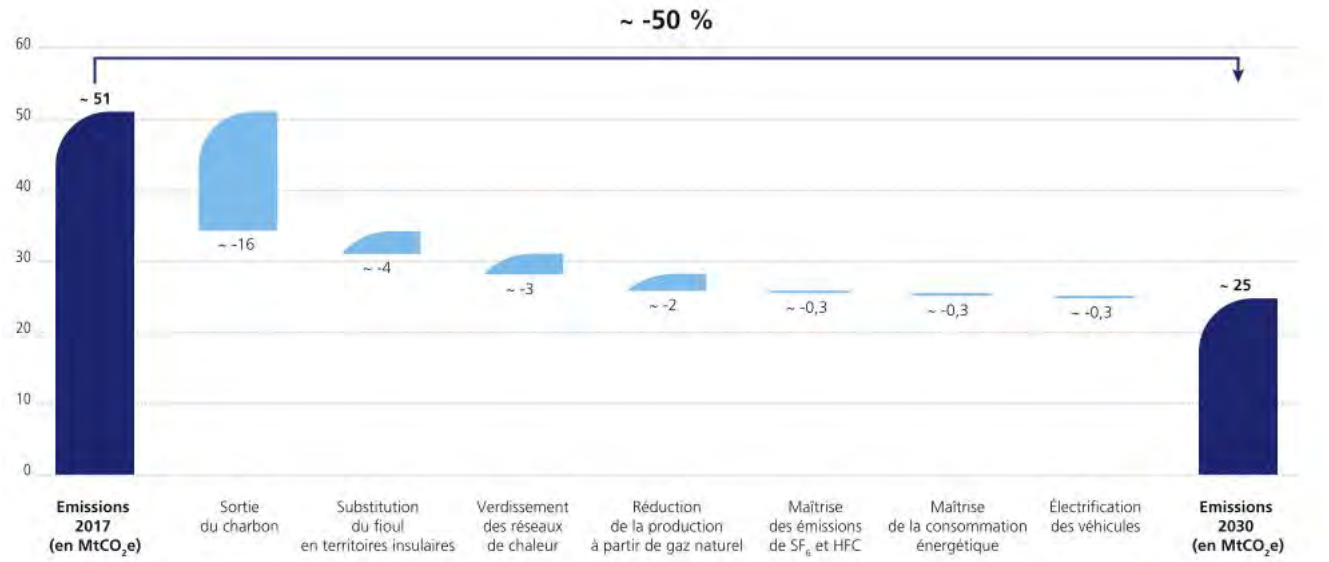
- réduction de 23 %, comparé à 2017, des émissions de scope 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finals ;
- réduction de 10 %, comparé à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finals et réduction de 8 % de l'ensemble du scope 3 du Groupe.

Ces objectifs 2023 et 2030 sur les émissions directes et indirectes du Groupe ont été traduits en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et des entités du Groupe (voir section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »).

Principales mesures mises en œuvre pour atteindre cette trajectoire

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses cibles d'émissions sur les trois scopes, sont les suivantes :

Impact de nos actions sur la réduction des émissions directes de GES (SCOPE 1) du Groupe



Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon. En 2019, le Groupe s'est engagé à sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030, toutes zones géographiques confondues (voir section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »).

Un fonctionnement encadré et limité à terme : La production d'électricité et de chaleur à partir de charbon ne représente que 0,5 % de la production totale du groupe EDF en 2022. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie [(1)], comme c'est le cas pour l'hiver 2021-2022 et l'hiver 2022-2023 à venir. En France, conformément à l'article R. 311-7-2 du Code de l'énergie, les installations de production d'électricité à partir de charbon sont soumises à un plafond d'émissions. Afin de faire face aux difficultés conjoncturelles d'approvisionnement, l'article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat et son décret d'application n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 ont modifié temporairement le plafond d'émissions de ces actifs de production. Dans le cadre de ce dispositif, la mobilisation renforcée des moyens de production thermique au charbon entraîne, pour les exploitants concernés, une obligation de compensation des émissions excédentaires liées au rehaussement du plafond. Cette obligation de compensation se traduit par le versement d'un montant libératoire de 40 €/teqCO_2 émise à un fonds de compensation carbone. Ce fonds a pour objet de financer des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français (voir la section 3.1.1.6.1 « Politique - le fonds de compensation EDF »).

La transition énergétique des territoires insulaires

La Corse et les Outre-Mer, en tant que Zones Non Interconnectées (ZNI) au système électrique continental, font l'objet de Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) spécifiques, qui leur fixent des objectifs ambitieux de décarbonation et d'indépendance énergétique (autonomie énergétique des territoires d'Outre-mer à l'horizon 2030 et de la Corse d'ici 2050). Le groupe EDF met notamment en place la substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide et l'arrêt des Turbines à Combustion (TAC) et moteurs les plus anciens (voir section 3.1.1.3.2 « Transition énergétique des territoires insulaires »).

Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 330 réseaux urbains de chaleur et de froid. Dalkia s'est fixé l'objectif d'atteindre un taux d'énergies renouvelables et de récupération dans ses réseaux de chaleur en France de 65 % à l'horizon 2026 (voir section 3.1.1.3.3 « Verdissement des réseaux de chaleur »).

Thermique décarboné

Les activités gazières représentent une part significative du bilan GES du groupe EDF, à travers notamment trois activités : la production d'électricité à partir de gaz naturel, la production de chaleur à partir de gaz naturel et la vente de gaz naturel à des clients finals. Parce qu'il est environ deux fois moins émetteur de CO_2 que le charbon, et qu'il permet de produire une électricité pilotable, le gaz naturel peut être amené à jouer un rôle dans la transition énergétique de certains pays, comme l'Italie où il se substitue au charbon. Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- L'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de la neutralité carbone du Groupe à l'horizon 2050.
- Pas de développement de nouveau projet gaz (Cycle Combiné Gaz – CCG), sauf si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2. (cf. chantier « thermique décarboné » du groupe EDF ci-après).
- Le groupe EDF accompagne ses clients gaz vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles lorsqu'elles sont accessibles (électricité bas-carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable…).
- Le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée. Il intervient principalement à travers sa filiale Dalkia qui opère dans les activités de

(1) Le conseil constitutionnel exige que la hausse du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile réponde à une menace grave pour la sécurité d'approvisionnement en électricité (Décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).

production, de traitement et de valorisation du biogaz, tant en cogénération qu'en injection directe dans le réseau de distribution de gaz naturel.

- Enfin le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, de façon à réduire ses émissions de CO_2 mais aussi à rendre plus de services au système électrique. (Voir section 3.1.1.3.4 « Thermique décarboné ».)

Pour atteindre ses cibles de réduction d'émissions directes de GES, le groupe EDF s'engage également en matière d'actions de maîtrise et de réduction des émissions de SF6 et de HFC (voir section 3.1.1.3.6), de maîtrise des consommations des installations du Groupe (voir section 3.1.1.3.7) et concernant sa flotte de véhicules et les déplacements des collaborateurs (voir sections 3.1.1.3.8 et 3.1.1.3.9).

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production décarbonée sont les suivantes :

Le Groupe est de loin le principal investisseur dans la transition énergétique en Europe, représentant à lui seul plus de 20 % des investissements industriels du secteur électrique.

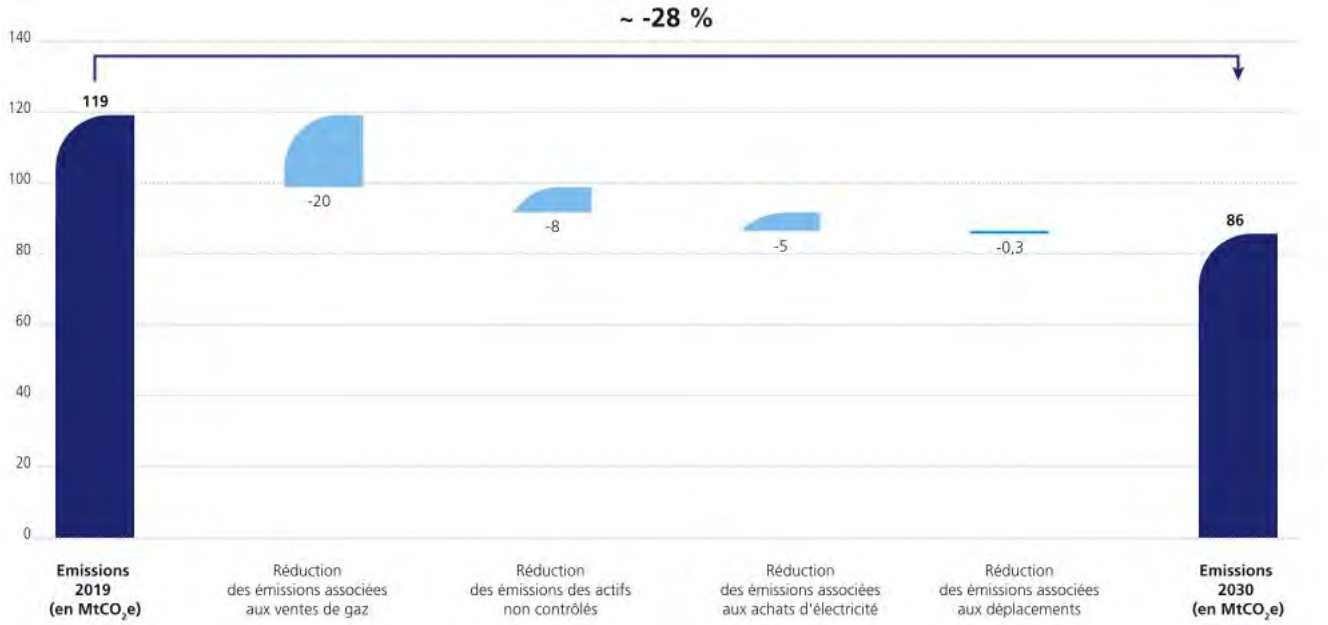
En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies décarbonées dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire. Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2022 sont de 66 % (voir section 3.1.1.4 « Feuille de route de hausse de la production décarbonée du Groupe »).

FEUILLE DE ROUTE DE LA HAUSSE DE LA PRODUCTION DÉCARBONÉE DU GROUPE		
Thèmes	Actions	Section URD
Grand carénage	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce au programme Grand Carénage.	3.1.1.4.2
Nouveau Nucléaire	Le Président de la République a exprimé en février 2022 le souhait que soient construits en France 6 nouveaux réacteurs de production électronucléaire de type EPR2, pour des mises en service à partir de 2035 et que soient mis à l'étude 8 réacteurs supplémentaires. Le chef de l'État a également annoncé le développement du réacteur modulaire NUWARD™ et de réacteurs innovants.	3.1.1.4.3
Développement des EnR	Doublement des capacités installées en énergie renouvelables, y compris hydraulique, entre 2015 et 2030, pour atteindre 60 GW nets en 2030.	3.1.1.4.4
Flexibilité et gestion de l'intermittence	Développement du stockage électrique pour améliorer la flexibilité du système et la gestion de l'intermittence des ENR non pilotables.	3.1.1.4.5

3

À l'horizon 2030, et dans le cadre des chantiers de CAP 2030, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions indirectes de GES du Groupe sont les suivantes :

Impact de nos actions sur la réduction des émissions indirectes (SCOPE 3) de GES du Groupe



Le tableau suivant précise ces actions mises en œuvre par le groupe EDF :

Action	Description	Section URD
Réduction des émissions associées aux ventes de gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz ; Accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles ; augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales.	3.1.4
Réduction des émissions associées aux achats d'électricité	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreement* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finals, notamment dans les pays dont l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.	3.1.4.2.3
Réduction des émissions de déplacements	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe	3.2.4.3.2
Réduction des émissions des actifs non contrôlés	Désinvestissement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon, situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.	

Contribution aux puits de carbone

Pour le groupe EDF, le recours à la compensation carbone constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte de la neutralité, dans une logique de séquence « éviter-réduire-compenser ». En aucun cas elle ne doit se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe (voir section 3.1.1.6 « Solutions de compensation carbone »).

3.9.6.2.2.2 Prévenir l'impact d'EDF sur l'air, l'eau, les sols, la biodiversité et la production de déchets

La nature est constituée de quatre domaines : la terre, les océans, l'eau douce et l'atmosphère. Ces domaines hébergent des actifs environnementaux, éléments naturels vivants ou non. Les écosystèmes forment une partie importante de ces actifs et permettent la fourniture de services écosystémiques, comme l'approvisionnement en eau douce. L'entreprise a des impacts positifs ou négatifs sur la nature. Les impacts à court terme sur la nature peuvent entraîner des changements dans la qualité et la résilience des actifs environnementaux, qui à leur tour donnent lieu à des risques à moyen et long terme pour les organisations, du fait des relations de dépendance de celles-ci.

Les orientations politiques en matière de préservation des ressources naturelles sont fondées sur l'analyse des risques physiques et de transition, et se concrétisent notamment sous forme d'engagements publics. Le Groupe a développé une analyse des enjeux nature sur l'ensemble de la chaîne de valeur, en incluant l'amont et l'aval de ses activités (scope 3).

Cette analyse des risques biodiversité, menée selon la méthode de double matérialité sur les dépendances et impacts, s'est appuyée sur la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*). Les enjeux principaux portent, non seulement sur les opérations, mais aussi sur l'amont de la chaîne de valeur du groupe EDF. Certaines de ces activités amont, notamment les approvisionnements en certains combustibles et matériaux, présentent des enjeux de dépendances à la nature (ressources, services de régulation) et de pressions (par ex. sur les écosystèmes et la ressource en eau). Il ressort de l'analyse de matérialité des risques (risques physiques et de transition) que les risques sont correctement identifiés et couverts, avec certaines marges d'améliorations (voir section 3.2.1.1 « Risques nature (physiques et de transition) »).

Engagements Nature du Groupe

Engagé de longue date à travers une politique dédiée, le groupe EDF vise systématiquement à minimiser l'impact de ses activités sur la biodiversité. Aujourd'hui, cette ambition se traduit notamment dans son engagement autour de deux dispositifs (voir section 3.2.1.2 « Engagement public du Groupe »).

Engagements Nature 2020-2022	**En France** : initiative Entreprises engagées pour la nature (EEN) portée par l'Office français de la Biodiversité (OFB).	**Thématiques d'engagement** : Réduction de la contribution aux facteurs de pressions IPBES [1] ; protection et restauration d'espaces naturels ; renforcement et partage des connaissances scientifiques ; sensibilisation et gouvernance.
	À l'international : initiative act4nature International initiée par l'Association Française des Entreprises pour l'environnement (EPE).	

Ces engagements couvrent l'ensemble des métiers du Groupe, sur l'ensemble des zones géographiques et sur le périmètre des activités opérationnelles qui présentent des enjeux biodiversité.

En 2022, le Groupe a renforcé la gouvernance nature et le dialogue avec les parties prenantes du domaine (voir section 3.2.1.3 « Gouvernance »).

Actions du Groupe pour protéger et gérer les ressources naturelles impactées par ses activités au travers d'une gestion responsable du foncier :

L'action du Groupe est fondée sur trois piliers (voir section 3.2.2 « Biodiversité et gestion responsable du foncier ») :

- réduire la contribution de ses activités à ces facteurs de pression majeure : La plupart des pressions exercées sur la biodiversité sont strictement encadrées par la réglementation. Le rapport de l'IPBES en 2019 fait état de cinq facteurs de pressions majeurs : le changement d'usage des terres et des mers, la surexploitation des ressources, le changement climatique, les pollutions et les espèces exotiques envahissantes. EDF a construit son programme d'action en vue de minimiser son impact sur chacun de ces facteurs (voir section 3.2.2.1.1 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs ») ;
- recréer des espaces de conditions favorables à la biodiversité grâce à la préservation et à la restauration des milieux, ainsi qu'à la protection des espaces et des espèces menacées (voir section 3.2.2.1.2 « Recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ») ;
- renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager grâce à la recherche et à la connaissance de la qualité du foncier (voir section 3.2.2.1.3 « Renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager »).

Actions du Groupe pour protéger et gérer les ressources naturelles impactées par ses activités au travers d'une gestion intégrée et soutenable de l'eau :

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. Il s'agit d'un enjeu identifié comme significatif dans la matrice de matérialité du Groupe. C'est pourquoi le Groupe s'est engagé dans sa politique RSE à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable, tant au plan quantitatif que qualitatif (voir section 3.2.3.2 « L'eau, une ressource à préserver et à économiser ») à concerter à son sujet avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes (voir section 3.2.3.3 « L'eau une ressource partagée et un puissant marqueur du changement climatique »). En France métropolitaine, les barrages exploités par EDF permettent le stockage de milliards de mètres cubes d'eau et ont un rôle essentiel à jouer en période de sécheresse et de canicule.

Actions du Groupe vis-à-vis des déchets radioactifs et conventionnels, ainsi que de l'économie circulaire :

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Le Groupe s'engage à favoriser une approche d'économie circulaire ; éviter la

(1) IPBES : Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

production de déchets conventionnels et favoriser le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; utiliser ces déchets par une réaffectation des usages en interne à l'entreprise lors des nouveaux aménagements, ou dans des filières de valorisations agréées ; et assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs (voir section 3.2.4 « Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire »).

Pour les impacts sur la qualité de l'air, voir la section 3.3.1.6 « Qualité de l'air ».

3.9.6.3 Santé-Sécurité

3.9.6.3.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires est établie par la Direction Santé Sécurité en charge du management santé-sécurité, en s'appuyant sur les analyses de risques réalisées par les différentes entités et filiales du Groupe, en lien avec le dispositif de cartographie des risques du Groupe (voir section 2.2. « Risques auxquels le Groupe est exposé »). Les risques saillants en matière d'atteinte à la santé et à la sécurité des salariés et prestataires sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir section 2.2.4 - 4C « Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires) ») et sont :

- les accidents du travail, les maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit) ;
- les troubles musculo-squelettiques, les troubles anxio-dépressifs, dont le stress.

Les risques concernant les consommateurs et riverains sont liés au fonctionnement des installations industrielles (voir sections 2.2.4 - 4E « Atteinte à la sûreté hydraulique », 2.2.4 - 4H « Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité », 2.2.5 - 5C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire »). Ils portent principalement sur :

- la sûreté des installations nucléaires et hydrauliques ;
- la qualité de l'air, les nuisances sonores et lumineuses.

3.9.6.3.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la Politique Santé-sécurité

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à la santé et à la sécurité de ses salariés et sous-traitants intervenant sur ses sites, le Groupe s'appuie sur une politique Santé et Sécurité adoptée en 2018 et actualisée en 2021. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère. Elle concerne ses salariés comme ses sous-traitants.

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents graves et mortels, mais aussi de réduire le nombre d'accidents et de lutter contre l'absentéisme. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les 10 règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la santé sécurité BEST (*Building Excellence in Safety Together*), enrichi de nouvelles pratiques ayant fait leurs preuves dans plusieurs entités. Elle s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés. Une revue des résultats santé sécurité et de suivi des plans d'actions est réalisée régulièrement par le Comité exécutif (voir section 3.3.1.3.1 « Politique santé sécurité »).

Dix règles vitales ont été identifiées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années. La revue organisée en 2021 par le Comité stratégique Santé Sécurité a permis de constater que 100 % du périmètre du Groupe avait réalisé une autoévaluation de son système de management santé sécurité selon le cadre de référence BEST. En octobre 2022, le Comité Stratégique Santé Sécurité a réalisé un bilan spécifique du domaine d'exigences Santé Sécurité relatives aux relations avec les prestataires qui a permis de mettre en avant les progrès réalisés par les entités. Cette revue a notamment abouti à un plan d'action pour une intégration approfondie de la santé sécurité dans la démarche d'achat (voir section 3.9.6.4.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre »).

Lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « NoGo » doit être actionné pour corriger la situation avant de démarrer. De même quand des imprévus ne permettent plus de respecter les règles de sécurité, un « STOP sécurité » doit être marqué. Le 13 octobre 2022, un temps d'arrêt a été effectué dans l'ensemble du Groupe pour que s'organise dans chaque équipe, un débat sur la déclinaison et l'appropriation de cette politique. Les prestataires sont associés et impliqués lors des grands événements de mobilisation et de sensibilisation conduits par le Groupe. Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue, et d'entretenir la conscience du risque, les Événements à Haut Potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. Près de 72 % de ces HPE sont des presque accidents ou des situations dangereuses. Un accent particulier est mis sur ceux qui sont liés aux 10 règles vitales du Groupe. En 2022, le critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF a porté surle développement des analyses des accidents avec arrêt et la réduction du nombre d'accidents avec et sans arrêt, classés HPE. Par ailleurs, des audits sont menés chaque année dans l'ensemble du Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées.

La Politique Santé Sécurité fixe aussi un cadre pour progresser sur le sujet de la santé

EDF est engagée pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés au travail : sur site et à distance. Progresser sur ce champ mobilise durablement les équipes médicales, les assistants sociaux, les partenaires sociaux, les managers, les préventeurs et les responsables des ressources humaines dans une approche pluridisciplinaire.

Les troubles anxio-dépressifs, le stress et les troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer les mesures de prévention. Le développement des projets de responsabilisation des équipes a également permis une baisse significative de l'absentéisme des salariés des équipes engagées, illustrant l'impact positif sur les questions de santé, d'amélioration de la qualité de vie dans les collectifs mais aussi d'engagement.

Cette approche trouve son illustration au travers des accords sociaux qui intègrent une large place à la santé. Ainsi, l'évolution des modes de management et d'organisation du travail s'est poursuivie en 2022, en s'appuyant notamment sur les évolutions de pratiques initiées pendant la crise sanitaire et le déploiement d'accords d'entreprise établis en 2021 dans certaines sociétés du Groupe. Cette évolution vise à trouver un nouvel équilibre entre la recherche de performance, le renforcement de la cohésion des collectifs et le développement du bien-être de chaque salarié. Pour EDF, l'accord TAMA « Travailler Autrement Manager Autrement » a été signé fin 2021. Cet accord global intègre une démarche de responsabilisation des équipes et de nouvelles modalités de travail (actualisation du cadre de cohérence pour le télétravail avec 10 jours/mois maximum de télétravail autorisés, nouvelles possibilités de souplesse horaire en adaptant si nécessaire les horaires de travail au plus proche des éventuels besoins des salariés, sous réserve du maintien du niveau de performance de l'équipe de travail, prise de travail directement sur chantier). Afin d'accompagner les collaborateurs dans ce changement, le groupe a également mis en place 2 dispositifs d'aide financière dans le cadre de la pratique du télétravail : une indemnité allant jusqu'à 20 euros par mois (il s'agit de la participation de l'employeur aux frais d'occupation du domicile) et une aide à l'équipement pour pouvoir télétravailler dans de bonnes conditions. EDF a également sensibilisé ses salariés aux gestes et postures adaptés en télétravail au travers d'un guide santé sécurité diffusé dans le cadre de l'accord TAMA.

Des actions de sensibilisation sont régulièrement organisées pour poursuivre la prévention du risque cardio-vasculaire, cause majeure de décès par malaise, ainsi que la prévention des addictions, y compris en mettant en place les contrôles de consommation de stupéfiants.

Les Directions opérationnelles intègrent les troubles musculo-squelettiques, l'exposition au bruit, aux substances chimiques dangereuses, aux rayonnements ionisants et électromagnétiques, aux agents biologiques dans leur évaluation des risques selon la nature de leurs activités et mettent en œuvre localement des actions de prévention des maladies professionnelles. Ainsi, Framatome a développé des exosquelettes pour réduire la pénibilité des activités et ses impacts sur les troubles musculo-squelettiques.

La prévention des risques psychosociaux et socio-organisationnels est basée sur l'exploitation de l'enquête de perception des salariés (MyEDF) lue à tous les niveaux de l'organisation, permettant de disposer d'une évaluation des risques précise mettant en avant les forces de l'organisation et du collectif mais aussi ses points de fragilité. Ceci permet d'établir des plans d'actions locaux adaptés aux situations rencontrées.

Le groupe EDF a élaboré un guide à destination des entités pour qu'elles développent le maintien et le retour au travail des salariés qui ont pu connaître des difficultés de santé. Cette démarche qui s'appuie sur la mise en place de visite de pré-reprise avec les équipes médicales et la réalisation d'entretiens de retour entre les salariés et les managers vise à prévenir le risque de désinsertion professionnelle.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels d'EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO et audits OSART) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Ils veillent au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives. La politique « Sûreté Nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2021.

Corrosion sous contrainte (CSC) : voir en section 1.4.1.1.2.1 "Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires".

La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. La politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et un fonctionnement en amélioration continue (voir section 3.3.1.2 « Sûreté hydraulique »).

La qualité de l'air

Le Groupe concrétise ses engagements en procédant aux fermetures des centrales produisant de l'électricité à partir de charbon (voir la section 3.1.1.3.1 « Une production électrique à base de charbon qui représente 0,4 % de la production totale, ramenée à 0 d'ici 2030 »). En parallèle, le groupe EDF poursuit une démarche de modernisation et d'amélioration des performances environnementales du parc thermique, jusqu'à atteindre en Europe les meilleures techniques disponibles. Dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines. Au Brésil, le Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense émet en deçà de sa valeur limite en NO_x de 25 ppm, notamment grâce à un bon niveau de maintenance des équipements. En Italie, la centrale de Marghera Levante se substitue à des moyens moins performants, et autorise non seulement des gains d'émissions spécifiques de gaz à effet de serre (jusqu'à 40 %), mais aussi une baisse importante d'émissions d'oxydes d'azote (plus de la moitié) dans l'atmosphère (voir section 3.3.1.6 « Qualité de l'air »).

Les nuisances sonores et lumineuses

S'agissant plus particulièrement du sujet des nuisances sonores, les études acoustiques sont menées dès la conception des ouvrages et figurent dans les études d'impact environnemental. Des campagnes de mesures acoustiques sont réalisées dans l'environnement des centrales nucléaires.

EDF Renouvelables réalise des études acoustiques dès la phase de développement des éoliennes, la puissance sonore des turbines intégrant les critères de sélection des machines. Une même vigilance à l'égard des pollutions sonores existe dans les filiales du Groupe, internationales ou françaises (voir section 3.3.1.4 « Santé et sécurité des consommateurs »).

Le Groupe mène également des actions pour lutter contre les nuisances lumineuses, Citelum ayant par exemple mis en place un dispositif de capteurs ajustant l'intensité de l'éclairage du réseau routier à la densité de circulation et à la vitesse des conducteurs, améliorant d'autant la sécurité automobile.

3.9.6.4 Fournisseurs et sous-traitants

3.9.6.4.1 Identification des risques saillants

Les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs et sous-traitants sont identifiés sur la base d'une cartographie des risques couvrant la totalité des catégories d'achats d'EDF au périmètre des achats couverts par la Direction des Achats Groupe (DAG). La méthodologie prend en compte tous les volets environnementaux, relations et conditions de travail, droits humains, éthique et conformité. Elle permet, *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel et d'identifier des actions à mener auprès du fournisseur (voir section 3.4.2.3 « Contribution au développement par les achats »).

Cette analyse de risques couvre environ 11 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 97 % des achats sont réalisés en France et 99,4 % en Europe[1].

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques est fondée sur les activités des fournisseurs, leur localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

Des risques majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achats pour des points touchant essentiellement à la sécurité, à l'éthique, aux déchets, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 15 % des catégories d'achats analysées sont classés à risque « résiduel majeur » ; 50 % sont classés à risque « résiduel significatif » ; 35 % sont classés à risque « résiduel limité ».

Parmi les catégories d'achats analysées et classées à risques résiduels majeurs, les catégories les plus importantes en montant sont les suivantes :

- prestations et matériels IT et électroniques concernant les risques droits humains en lien avec la *supply chain* ;
- prestations de travaux et maintenance en environnement industriel concernant le risque sécurité accru ;
- prestations de déconstruction/dépollution concernant le risque environnement (production de déchets).

Certaines catégories moins volumineuses y figurent également comme la billetterie aérienne.

Les risques droits humains en lien avec la supply chain ont été précisés dans la cartographie des risques, sur les domaines d'achat du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande. C'est également le cas des panneaux solaires concernant les risques de travail forcé.

3.9.6.4.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La nouvelle politique fournisseurs du Groupe, adoptée en 2021, définit les principes partagés que les cadres dirigeants des différentes entités ont la responsabilité de mettre en œuvre s'agissant des achats et du *contract* management. Elle met l'accent sur les exigences du Groupe en termes de RSE et décline la raison d'être du Groupe et ses engagements sous l'angle des achats responsables, du recours aux secteurs adapté et protégé, de l'ancrage territorial et de la sensibilisation des fournisseurs.

Les engagements et obligations du Groupe en matière d'achats responsables sont intégrés à chaque étape du processus achats y compris en amont, lors de la qualification des fournisseurs, ainsi qu'en phase de préparation des appels d'offres.

Quand elles ne déclinent pas directement ces outils, les grandes directions ou grandes filiales du Groupe ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques et sont décrites dans la section 3.4.2.3.2.5 « Autres modalités pratiquées au sein du Groupe ».

La Direction des Achats Groupe d'EDF prend en compte la RSE dans ses relations avec ses fournisseurs selon les principes d'engagements du fournisseur à travers :

1. la validation d'un engagement de conformité de la totalité des soumissionnaires (obligatoire pour participer à l'appel d'offres) ; cet engagement couvre les thématiques suivantes : la corruption, le blanchiment, le financement du terrorisme et l'absence de conflit d'intérêts. Les soumissionnaires s'engagent également à se conformer aux exigences relatives à la loi sur le Devoir de vigilance : respecter les droits humains et les libertés fondamentales des personnes, garantir la santé et la sécurité au travail des personnes, protéger l'environnement, respecter la réglementation sociale et environnementale applicable à ses activités ;

(1) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.

2. l'intégration de critères RSE dans les marchés, en intégrant des critères spécifiques au cahier des charges en fonction des risques identifiés sur chaque type de marché, ou pour répondre aux ambitions RSE du Groupe, comme le recours au secteur adapté et protégé, l'ancrage territorial ou l'intégration des PME dans le panel fournisseurs ;
3. le développement de partenariats productivité ;
4. l'intégration d'une clause RSE couvrant les engagements environnementaux, droits humains et de santé-sécurité dans les conditions générales d'achats ;
5. l'intégration systématique d'une Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs comme pièce constitutive des marchés, mise à jour en décembre 2022 pour intégrer la raison d'être du Groupe et les engagements RSE pris par le Groupe, ainsi que pour renforcer la prise en compte du devoir de vigilance ;
6. la surveillance du respect de ces principes par les fournisseurs (voir section 3.4.2.3.3 « Surveillance des fournisseurs »).

Renforcement des enjeux climatiques et de la santé sécurité dans la démarche d'achat

En mai 2022, en déclinaison de la raison d'être, la Direction des Achats Groupe a décidé de se renforcer et de se structurer sur les enjeux climatiques et les ressources naturelles au travers de ses achats, avec les prescripteurs et les fournisseurs, pour diminuer les émissions de carbone et préserver les ressources naturelles. Les principaux objectifs poursuivis sont :

- intégrer les enjeux de durabilité en amont du démarrage des appels d'offres en raisonnant en coût de cycle de vie ;
- mettre en place une démarche incitative sur les aspects carbone et ressources vis-à-vis de nos fournisseurs ;
- mobiliser les femmes et les hommes de la DAG sur ces enjeux clés.

Ce projet prévoit notamment d'aider la *supply chain* d'EDF à se décarboner, d'aider les prescripteurs à prendre en compte ces enjeux dès l'amont de l'acte d'achat et de créer les outils nécessaires pour intégrer l'ensemble du processus achats.

Par ailleurs, suite au COMEX du 21 mars 2022, il a été décidé que dans chaque métier, un niveau élevé d'exigences santé sécurité doit être un incontournable dans la sélection des entreprises et que cette exigence doit être renforcée dans toutes les étapes de l'acte d'achat. Pour se faire, une approche a été élaborée par enjeux santé sécurité fondée par catégories d'achats permettant d'identifier les catégories les plus exposées (la maintenance de machines tournantes par exemple) afin d'intégrer les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique.

Évaluations des fournisseurs

La surveillance des fournisseurs, qui intègre un volet RSE, débute par l'évaluation interne des prestations. Elle est principalement assurée par le métier ou le *contract* management, qui dispose notamment de fiches d'évaluation de la prestation (FEP) et de fiches d'évaluation fournisseur (FEF).

Les audits documentaires sont renseignés et documentés par le fournisseur, ils font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'AFNOR. Les questionnaires portent sur l'ensemble des champs de la RSE ; certains sont conçus sur mesure afin de prendre en compte les problématiques catégorielles. En 2021, ce sont principalement les fournisseurs des catégories à risques (mobilité et prestataires intervenant sur les sites nucléaires) qui ont été questionnés. Il est à noter que des fournisseurs ont également été interrogés à la demande de Responsables Catégories Achats (hébergement).

Un questionnaire spécifique aux droits humains a été développé avec l'AFNOR fin 2021 et adressé à tous les fournisseurs en 2022 ayant un contrat en cours relevant de catégories d'achats visées dans des rapports internationaux sur le non-respect de droits humains ou citées expressément par ces derniers, dans les domaines du textile, des matériels informatiques, du contrôle-commande et IT. Concernant les achats de panneaux solaires, EDF Renouvelable a également déployé un questionnaire en 2021 dédié aux Droits humains destiné à ses fournisseurs, la totalité de ses fournisseurs interrogés ont fourni une politique Droits humains et un code de conduite achats.

À fin 2022, 3 200 fournisseurs ont été questionnés par la plateforme ACESIA, dont un millier a été contrôlé. Les évaluations se sont avérées « satisfaisantes » dans 34 % des questionnaires contrôlés. Le choix des fournisseurs évalués est notamment fondé sur la cartographie des risques fournisseurs et les besoins des acheteurs et des métiers, sur les contrats en cours d'exécution.

Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Des audits sur place couvrent l'ensemble des champs de la RSE : politiques, engagements et pratiques environnementaux, sociaux et éthiques (notamment du point de vue des droits humains). Ces audits *in situ* chez les fournisseurs sont réalisés par des prestataires externes et indépendants Les audits RSE sont déclenchés sur la base de la cartographie des risques fournisseurs, et du retour d'expérience sur les conditions d'exécution des contrats, capitalisé par les Responsables Catégories d'Achats avec le concours des entités métiers.

Les audits ont pour but d'éprouver les engagements RSE adoptés et consistent en audits de terrain (siège, site de production du fournisseur ou chantier sur un site EDF).

En 2022, 37 audits RSE sur place ont été réalisés dont 54 % hors de France. 33,5 % ont eu un résultat « satisfaisant », 58,5 % un résultat « acceptable avec commentaire » et 8 % un résultat « insuffisant », donnant lieu à des plans d'actions avec les fournisseurs ainsi qu'à la programmation d'audits de suivi le cas échéant.

Une large part d'audits RSE a été réalisée dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la catégorie « vêtements de travail ». Les notations globales « Insuffisant » ou « Non Satisfaisant » des sites de production audités avaient conduit à l'exclusion de la *supply chain* du fournisseur postulant En 2022, ce sont les sous-traitants déclarés des chaînes secondaires des titulaires retenus en 2021 qui ont été audités. Seuls les sous-traitants ayant obtenu un résultat « satisfaisant » ou « acceptable » peuvent figurer dans la chaîne d'approvisionnement secondaire. Les résultats de cette campagne montrent une amélioration de la prise en compte des impacts environnementaux et sociétaux, notamment par rapport à la campagne similaire initiale qui avait eu lieu en 2014. Un seul résultat « Insuffisant » a été obtenu. Plusieurs entreprises marquent leur volonté de minimiser leur impact environnemental : certification OEKO-TEX privilégiée ou obtenue, diminution de l'utilisation de produits chimiques, maîtrise énergétique…

Concernant les audits réalisés sur les autres catégories d'achats :

En amont d'un appel d'offres portant sur la fabrication de tuyauterie en PRV, les soumissionnaires potentiels ont été audités afin de valider la conformité de leurs pratiques aux prérequis minimaux attendus en matière de RSE. En cas de résultat non satisfaisant ou insuffisant, un plan d'actions est demandé ; le cas échéant, un audit de contrôle est également exigé avant l'attribution du marché. Toutes catégories d'achats confondues, les résultats globaux 2022 font état dans la continuité des années passées, d'une bonne gestion des risques opérationnels en matière de sécurité et environnement, s'appuyant notamment sur des certifications structurantes et une culture sécurité forte. On relève également une meilleure prise en compte de l'impact environnemental : compensation carbone, recours à l'économie locale, présence d'indicateurs/objectifs RSE. En revanche, plusieurs entreprises auditées n'avaient pas de code éthique ou de politique de lutte contre la corruption. L'autre point de progrès porte toujours sur la prise en compte de critères RSE dans la supply chain des titulaires eux-mêmes, même si quelques bonnes pratiques ont été identifiées cette année. Les exigences d'EDF sur ces sujets sont encore à promouvoir dans les entreprises auditées.

En termes d'organisation, l'année 2022 a été marquée par des reports ou annulations d'audits, à la suite du contexte géopolitique (crise russo-ukrainienne, instabilité en Birmanie, pandémie en Chine en fin d'année).

Sensibilisation et formation

La Direction des achats et la Direction Impact sensibilisent et forment les acheteurs et les prescripteurs à la démarche achats responsables. En 2022, une journée de formation a eu lieu ainsi que 2 classes virtuelles destinées aux personnes intervenant dans le domaine de la RSE au sein des métiers et entités du Groupe (section 3.3.3.6.6 « Le développement des compétences en matière de développement durable »).

En complément, fin 2022 un *e-learning* a été développé et publié au sein du Groupe afin de sensibiliser à la démarche Achats responsables.

Dans chacune de ces formations et sensibilisations, le lien avec le devoir de vigilance est rappelé et explicité.

Approvisionnement en charbon et uranium

Dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur actif de *Bettercoal* [1], l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont elle a été membre fondateur. La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des

(1) bettercoal.org

dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits humains et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la santé et la sécurité) ; et l'environnement. JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de *Bettercoal*, favorisant ainsi le développement de l'influence de l'initiative en Asie. En 2022, 24 % des approvisionnements en charbon fournis par JERAT au groupe EDF provenaient d'exploitants ayant adopté l'initiative *Bettercoal*, 28 % d'exploitants nord-américains et 48 % d'autres producteurs dans le monde. Cette baisse est notamment due à la suspension des importations en provenance de Russie et au recours à des fournisseurs alternatifs de pays producteurs non associés à l'initiative Bettercoal. Néanmoins, Bettercoal est actuellement en discussion avec plusieurs de ces producteurs pour les associer en 2023.

Concernant la chaîne d'approvisionnement en uranium, EDF s'approvisionne principalement à long terme via des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan…). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai (voir section 3.4.2.3.4 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles »).

La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (World Nuclear Association). Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux, dont *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment*, *The Global Reporting Initiative's* (GRI), *Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement* et *The International Council on Mining and Metals* (ICMM) *Sustainable Development Framework*. La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minière (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits humains, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la santé-sécurité des personneset l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité, déchets, réhabilitation des sites après extraction). EDF réalise chaque année ses audits de mines via des moyens internes (2 audits par an). Les rapports présentent des points forts, des recommandations et suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent des points liés à la santé-sécurité (port des équipements individuels de protection comme les gants ou les lunettes), à l'affichage des consignes de sécurité, au suivi des accidents, au contrôle radiologique, au suivi de l'empreinte environnementale (notamment les émissions de CO_2) ou des propositions relatives au bien-être au travail. Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue. Deux audits de mines d'uranium ont été réalisés en 2022.

3.9.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Le système d'alerte du groupe EDF est un dispositif unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin II et de la loi sur le devoir de vigilance, ainsi que ceux émanant de salariés alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Fin 2022, suite à la transposition en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, loi dite Waserman, entrée en vigueur le 1er septembre 2022, EDF a initié l'élaboration d'une nouvelle procédure d'alerte pour prendre en compte l'élargissement du statut de lanceur d'alerte.

Le dispositif d'alerte Groupe bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception d'Enedis et de RTE [1] qui disposent de leur propre dispositif d'alerte.

Dispositif

Tout alerteur peut choisir d'utiliser le dispositif d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur…).

Le dispositif d'alerte Groupe, géré à partir d'une plateforme indépendante, est accessible via le site Internet du groupe EDF (https://www.bkms-system.com/alert-edfgroup), en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger. Le lanceur d'alerte peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

Afin de répondre aux exigences des lois Sapin II et Devoir de vigilance, EDF a pris les mesures appropriées pour garantir une stricte confidentialité des données à caractère personnel de l'alerteur, de celles des personnes mises en cause ou citées ainsi que des faits signalés, en particulier en mettant en place un dispositif d'alerte hébergé sur une plateforme externe dédiée et sécurisée.

Le dispositif d'alerte Groupe permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses collaborateurs, seraient les auteurs ou les victimes.

Voir section 3.3.2.4 « La procédure d'alerte du groupe EDF » pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Alertes effectuées en 2022

En 2022, au sein du Groupe (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal), 305 alertes recevables ont été enregistrées (dont 63 dans le dispositif d'alerte Groupe). 224 alertes concernent des faits localisés en France et 81 à l'étranger. 133 concernent EDF et 172 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 52 % des alertes. En 2022, 68 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (en particulier, 9 licenciements suite à faits avérés de harcèlement-discrimination). 31 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

3.9.8 Dispositifs de suivi

La mission vigilance du Groupe a à cœur de faire évoluer le dispositif de suivi du plan de vigilance dans une démarche d'amélioration continue. Ce dispositif repose sur le plan d'action opérationnel qui est suivi par le Comité de pilotage. Ce plan d'action est régulièrement présenté au CDRS (voir section 3.9.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes »).

L'évaluation du dispositif est intégrée au plan de contrôle interne annuel, une fiche dédiée aux risques relatifs au devoir de vigilance a été élaborée et déployée. Elle permet aux entités de s'auto-évaluer sur les exigences à respecter dans le cadre du devoir de vigilance. De plus, le contrôle interne sur ce domaine a été renforcé par deux « actions essentielles de progrès » à mettre en œuvre dans les entités en 2022 : l'une portait sur la sensibilisation de l'ensemble des dirigeants et chefs de projets concernés, grâce au *e-learning* dédié (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2022 ») ; l'autre portait sur la réalisation d'une analyse des risques saillants dans chaque entité (voir section 3.9.5. « Principales améliorations du Plan de Vigilance du groupe EDF en 2022 »).

(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 296

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 298

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 299

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 312

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 318

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE 324

4.3.1 Composition du Comité exécutif 324

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 325

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS ET INTÉRÊTS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES DIRIGEANTS 326

4.4.1 Conflits d'intérêts 326

4.4.2 Absence de condamnation 326

4.4.3 Contrats de service 326

4.5 PARTICIPATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 327

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF 327

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 327

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES DES MANDATAIRES SOCIAUX – POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 328

4.6.1 Politique de rémunération 328

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général 330

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs 332

4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 333

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au Code AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 22-10-10 du Code de commerce sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent Document d'enregistrement universel et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir les sections 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général » et 4.2.2.4 « Équilibre dans la répartition des pouvoirs ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1 « Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du Document d'enregistrement universel
Le Conseil d'administration et la responsabilité sociale et environnementale Recommandation n° 5.1 : *« Sur proposition de la direction générale, le conseil d'administration détermine des orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale ».* Recommandation n° 5.2 : *« La direction générale présente au conseil d'administration les modalités de mise en œuvre de cette stratégie avec un plan d'action et les horizons de temps dans lesquels ces actions seront menées. La direction générale informe annuellement le conseil des résultats obtenus ».*	À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration n'a pas délibéré sur la détermination des orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de responsabilité sociale et environnementale.	Compte tenu de l'insertion récente de ces recommandations dans le Code AFEP-MEDEF, la Société n'a pas été en mesure de les mettre en œuvre avant le dépôt du Document d'enregistrement universel. Ces recommandations seront mises en œuvre au cours de l'exercice 2023.	Voir la section 4.2.2.9 (« Activité du Conseil d'administration en 2022 »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 21 : *« […] l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui ont été allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »*	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder une quantité minimum d'actions, significative au regard de la rémunération qu'ils perçoivent au titre de leur mandat.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les rémunérations perçues au titre de leur mandat par les administrateurs nommés sur proposition de l'État ayant la qualité d'agent public sont versés au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % de la rémunération qui leur est due, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.3 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).

Recommandation du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du Document d'enregistrement universel
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 24 : *« Le conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. […] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »*	Le Conseil d'administration n'a pas fixé de règle de détention par le Président-Directeur Général d'un nombre minimum d'actions de la Société.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice du Président-Directeur Général. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social exécutif doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.2 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.4 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites »).
Règles de répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat Recommandation n° 22.1 : Le mode de répartition de ces rémunérations *« tient compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au conseil et dans les comités, et comporte donc une part variable prépondérante »*.	Une part significative mais non prépondérante des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et aux Comités du Conseil.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée au titre du mandat, qui rémunère la présence effective des administrateurs, n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente 50 % de la somme totale allouée et qu'elle est, comme le recommande le Code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs ».

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

18 Administrateurs*

58 ans ÂGE MOYEN

41,7 % ADMINISTRATEURS INDÉPENDANT**

22 RÉUNIONS

95,4 % TAUX DE PRÉSENCE

6 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale

Luc REMONT
Président-Directeur Général
P

Nathalie COLLIN
Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Bruno CREMEL
General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Colette LEWINER
Administratrice professionnelle

Claire PEDINI
Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain
P

Philippe PETITCOLIN
Administrateur de sociétés

5 Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Anne-Marie DESCOTES
Secrétaire générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Gilles DENOYEL
Président de Dexia et de Dexia Crédit Local
P

Delphine GENY-STEPHANN
Consultante

Marie-Christine LEPETIT
Inspectrice générale des finances
P

Michèle ROUSSEAU
Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières - BRGM

6 Administrateurs élus par les salariés

Karine GRANGER
Administratrice parrainée par la CGT

Fabrice GUYON
Administrateur parrainé par la CGT

Sandrine LHENRY
Administratrice parrainée par FO

Jean-Paul RIGNAC
Administrateur parrainé par la CGT

Vincent RODET
Administrateur parrainé par la CFDT

Christian TAXIL
Administrateur parrainé par la CFE-CGC

1 Administrateur représentant de l'État

Alexis ZAJDENWEBER
Commissaire aux participations de l'État

- *Membre du Comité*
- P *Président du Comité*
- *Comité d'audit*
- *Comité de la stratégie*
- *Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance*
- *Comité de suivi des engagements nucléaires*
- *Comité de responsabilité d'entreprise*
- *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

* Composition du Conseil à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel
** Hors administrateurs représentant les salariés

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, EDF est administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, certains d'entre eux sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public [1].

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement [2] et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] ainsi que le Secrétaire du Comité social et économique central d'EDF assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2022 et jusqu'à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration (voir ci-après le tableau des renseignements personnels concernant les administrateurs) :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'événement	Date de l'événement
Véronique Bédague-Hamilius	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Démission	Effet à l'issue de l'Assemblée générale du 12/05/2022
Delphine Gény-Stephann	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Nomination en remplacement de Véronique Bédague-Hamilius	Assemblée générale du 12/05/2022
Martin Vial	Administrateur Représentant de l'État	Cessation de ses fonctions de commissaire aux participations de l'État	31/05/2022
Céline Fornaro	Administratrice Représentante de l'État	Nomination par arrêté du ministre de l'Économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique en remplacement de Martin Vial	28/06/2022
François Delattre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Démission	30/08/2022
Céline Fornaro	Administratrice Représentante de l'État	Remplacée par arrêté du ministre de l'Économie, des finances et de la souveraineté industrielle par Alexis Zajdenweber	22/09/2022
Alexis Zajdenweber	Administrateur Représentant de l'État	Nomination par arrêté du ministre de l'Économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique en remplacement de Céline Fornaro	23/09/2022
Luc Rémont	Administrateur	Cooptation en remplacement de François Delattre	18/11/2022
Alexis Zajdenweber	Administrateur Représentant de l'État	Renouvellement du mandat [1]	21/11/2022
Jean-Bernard Lévy	Administrateur nommé par l'Assemblée générale et Président-Directeur Général	Démission de ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général	23/11/2022
Luc Rémont	Président-Directeur Général	Nomination en qualité de Président-Directeur Général par décret du Président de la République	23/11/2022
Anne-Marie Descôtes	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Cooptation en remplacement de Jean-Bernard Lévy	28/11/2022
Claire Bordenave	Administratrice élue par les salariés (parrainée par la CGT)	Démission	16/02/2023
Fabrice Guyon	Administrateur élu par les salariés (parrainé par la CGT)	Succession de Claire Bordenave [2]	16/02/2023

(1) Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

(2) L'article 16 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public prévoit que les candidats venant sur une liste immédiatement après le dernier candidat élu sont appelés à remplacer les représentants élus sur cette liste dont le siège deviendrait vacant pour quelque cause que ce soit.

En application des règles en vigueur relatives à l'échelonnement des mandats des administrateurs, les mandats de cinq administrateurs arriveront à leur terme lors de l'Assemblée générale annuelle qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

- Claire Pedini, Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, administrateurs indépendants nommés par l'Assemblée générale ;
- Gilles Denoyel et Anne-Marie Descôtes, administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État.

Concernant la démission de Jean-Bernard Lévy de ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général d'EDF et la nomination de Luc Rémont, voir la section 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général ».

(1) Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).

(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.

(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application des articles L. 225-18-1 et L. 22-10-3 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %, hors administrateurs représentant les salariés. À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration d'EDF compte neuf femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 58,33 % par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage (hors administrateurs représentant les salariés) et de 50 % sur l'ensemble du Conseil.

Le Conseil a par ailleurs défini, le 16 décembre 2020, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline à EDF les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif le 18 novembre 2019 et renforcée en 2021 [(1)], et prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux Comités de direction et au niveau dirigeant. Les objectifs fixés par le Conseil sont, au périmètre de la Société, les suivants :

- 30 % de femmes dans les Comités de direction d'ici 2023 ;
- 30 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société en 2025.

Pour ce faire, la Direction Générale d'EDF adaptera les objectifs à la proportion de femmes cadres dans chaque Direction et Division de la Société et poursuivra les plans d'actions engagés pour :

- recruter des femmes cadres à un taux supérieur à leur proportion constatée dans les écoles d'ingénieur ;
- proposer des plans de succession mixtes pour chaque poste de dirigeant ;
- réaliser chaque année, un « *people review* femmes » pour les dirigeants et futurs dirigeants.

Par ailleurs, EDF promeut la participation et la visibilité des femmes dans les interventions publiques dans tous les domaines d'activité du Groupe.

Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent annuellement les résultats obtenus dans le cadre du déploiement de la politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes (voir section 4.2.3.4 « Comité de responsabilité d'entreprise »). Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration ont ainsi examiné, lors de leurs réunions du 20 septembre 2022 et du 5 octobre 2022 respectivement, les mesures mises en place par EDF et pris acte des résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique de mixité.

Au 31 décembre 2022, sur le périmètre de la Société, la proportion de femmes dans les Comités de direction s'établissait à 31,1 %, soit + 0,8 point par rapport au 31 décembre 2021. On comptait 30,1 % de femmes parmi les dirigeants et futurs dirigeants de la Société, contre 29,3 % au 31 décembre 2021.

La loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021 (dite loi « Rixain »), complétée par le décret n° 2022-680 du 26 avril 2022, fixe à toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés l'obligation d'atteindre le quota de 30 % de femmes parmi les cadres dirigeants et les membres des instances dirigeantes à compter du 1er mars 2026, ce chiffre étant porté à 40 % à compter du 1er mars 2029.

En ce qui concerne les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 22-10-10 du Code de commerce), on comptait, au 31 décembre 2022, 30 % [(2)] de femmes parmi les 10 % de postes à plus hautes responsabilités de la Société, contre 29,5 % au 31 décembre 2021 (voir la section 3.3.3.1 « Égalité professionnelle »).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF et à l'article L. 22-10-10 du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de proportion d'administrateurs indépendants et de diversité. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, le sexe ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité en charge des questions de gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement. Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui sont confiées, le Conseil avait considéré que la priorité devait être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Cette politique a été réexaminée et mise à jour par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 17 février 2021, dans le contexte de l'arrivée du terme du mandat de cinq administrateurs à l'issue de l'Assemblée générale du 6 mai 2021 et en tenant compte des attentes qui avaient été formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe 2020 du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

(1) Cette Ambition mixité a été mise à jour en juillet 2021 voir section 3.3.3.1.1 « Renforcement de l'engagement du Groupe ». Le Comité exécutif d'EDF a renforcé les ambitions pour le Groupe en vue d'atteindre 30 % de femmes d'ici 2026, puis de 36 à 40 % à l'horizon 2030, dans toutes les strates de l'entreprise (effectifs, cadres, instances dirigeantes).

(2) Ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé de 6 031 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société (salariés statutaires) au 31 décembre 2022, qui inclut notamment les cadres dirigeants et les cadres supérieurs. Sur le périmètre des cadres dirigeants d'EDF, le pourcentage de femmes au 31 décembre 2022 s'élevait à 24,1 %, contre 23,95 % au 31 décembre 2021 (voir la section 3.3.3.1.2 « Les résultats en 2022 »).

Le tableau ci-dessous présente les critères de la politique de diversité définie par le Conseil d'administration :

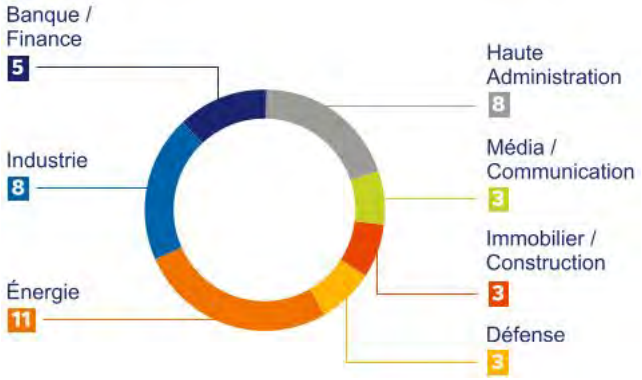
Critères	Situation de la Société	Objectifs
Âge des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 46 et 77 ans, avec une moyenne de 61 ans. La moyenne d'âge est de 58 ans sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil estime que l'âge des candidats n'est pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux postes d'administrateurs et que la moyenne d'âge du Conseil est satisfaisante, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans*.
Parité	Le Conseil comprend une proportion de femmes de 58,33 %, hors administrateurs salariés, et de 50 % sur l'ensemble du Conseil.	Le Conseil considère que le taux actuel de féminisation du Conseil est satisfaisant, sans exclure la possibilité de faire évoluer ce taux, à la hausse ou à la baisse, en cas d'évolutions de la composition du Conseil, dans le respect des seuils légaux.
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés (voir ci-après les tableaux de compétences des membres du Conseil).	Le Conseil estime que les administrateurs possèdent une expérience significative dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie, de nature à en favoriser le déploiement, et qu'ils présentent une complémentarité des profils satisfaisante. Le Conseil avait décidé d'examiner la possibilité de renforcer les compétences du Conseil dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises et le secteur de l'énergie. Ce critère a été pris en considération par le Conseil lorsqu'il a élaboré ses propositions de nominations à l'Assemblée générale en juillet 2021 et mai 2022.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère, mais dispose à ce jour d'une proportion importante de membres ayant une expérience internationale.	Le Conseil se réserve la possibilité de mettre en œuvre un renforcement des compétences du Conseil à l'international, lors de prochaines nominations d'administrateurs.
Indépendance	Le Conseil compte 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil considère que la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil, actuellement supérieure aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, est satisfaisante et a pour objectif de maintenir cette proportion, et *a minima* respecter l'objectif du tiers d'administrateurs indépendants recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle.

* *L'article L. 225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.*

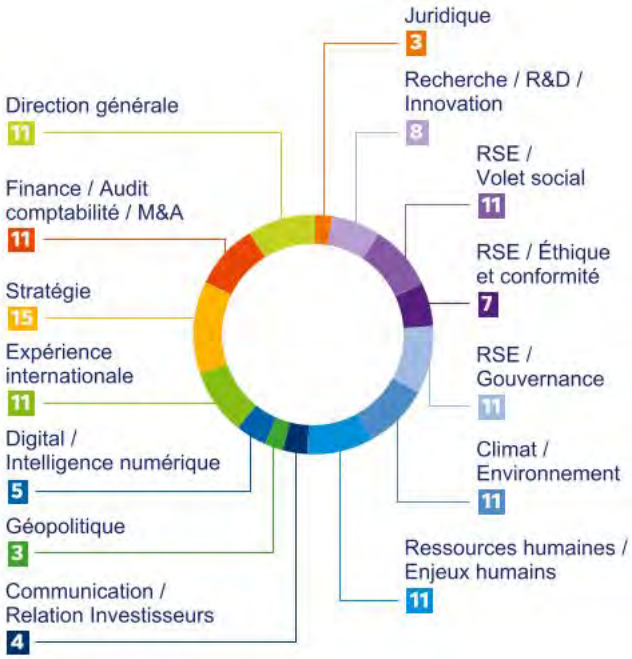
Compétences des membres du Conseil d'administration

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des compétences sectorielles et fonctionnelles de l'ensemble des membres du Conseil d'administration au 31 décembre 2022 :

Expertises sectorielles par type de compétence



Expertises fonctionnelles par type de compétence



Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

	INFORMATIONS PERSONNELLES				EXPÉRIENCE	SITUATION AU SEIN DU CONSEIL				PARTICIPATION À DES COMITÉS				
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (incl. EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité d'audit	Comité de la stratégie	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale														
Luc Rémont* Président-Directeur Général	53	M	Française	0	3		18/11/2022	AG 2025	<1		P			
Nathalie Collin	58	F	Française	0	1	▲	22/07/2021	AG 2025	1,5	■				
Bruno Crémel	57	M	Française	0	1	▲	16/05/2019	AG 2023 (1)	3,67	■				
Colette Lewiner	77	F	Française	642	4	▲	11/04/2014	AG 2025 (2)	8,76			P	■	
Claire Pedini	57	F	Française	0	1	▲	12/05/2016	AG 2023	6,68			■		P
Philippe Petitcolin	70	M	Française	0	2	▲	16/05/2019	AG 2023	3,67	■	■			
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État														
Anne-Marie Descôtes	63	F	Française	0	1		28/11/2022	AG 2023	<1		■			
Gilles Denoyel	68	M	Française	0	2		16/05/2019	AG 2023	3,67				P	
Marie-Christine Lepetit	61	F	Française	0	1		07/05/2012	AG 2025	10,69	P			■	
Michèle Rousseau	65	F	Française	0	1		30/09/2016	AG 2025	6,29				■	■
Delphine Gény-Stephann	54	F	Française	0	2		12/05/2022	AG 2025	<1					■
Administrateur représentant de l'État														
Alexis Zajdenweber	46	M	Française	0	2		23/09/2022	20/11/2026	<1		■	■		
Administrateurs élus par les salariés														
Karine Granger	55	F	Française	25	1		23/11/2019	22/11/2023	3,15		■	■	■	
Fabrice Guyon	49	M	Française	466	1		16/02/2023	22/11/2023	<1					■
Sandrine Lhenry	48	F	Française	34	1		28/07/2021	22/11/2023	1,5	■	■			■
Jean-Paul Rignac	60	M	Française	0	1		01/11/2007	22/11/2023	15,21	■				
Vincent Rodet	57	M	Française	401	1		23/11/2019	22/11/2023	3,15	■	■		■	■
Christian Taxil	47	M	Française	2 186	1		23/11/2014	22/11/2023	8,15	■	■			

* *M. Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.*

(1) AG 2023 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.
(2) AG 2025 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

■ *Membre du Comité*
P *Président du Comité*
▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF*

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 18 janvier 2023, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Luc RÉMONT, 53 ans

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 23 novembre 2022 [1]

Date de nomination au Conseil

18 novembre 2022

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 [2]

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale supérieure des techniques avancées (ENSTA Paris), Luc Rémont a débuté sa carrière en 1993 en tant qu'ingénieur à la Direction Générale de l'armement (DGA). En 1996, il intègre le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie où il occupe différents postes. Tout d'abord à la Direction du Trésor, il est chargé des relations avec la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et la Banque mondiale, puis des participations de l'État dans les sociétés du secteur des transports. Il devient ensuite conseiller technique, chargé des participations, puis Directeur Adjoint au sein du cabinet des ministres des Finances de 2002 à 2007. En 2007, il rejoint la banque Merrill Lynch et devient en 2009, Directeur général de la banque de financement et d'investissement Bank of America Merrill Lynch en France. Il rejoint Schneider Electric en avril 2014 et devient Président de Schneider Electric France, puis il est nommé Directeur général des Opérations internationales de Schneider Electric en charge de l'Amérique du Sud, de l'Afrique et du Moyen-Orient, de l'Inde, de l'Asie de l'Est et du Pacifique en avril 2017. Par ailleurs, entre 2015 et 2018, Luc Rémont a été Président du GIMELEC, groupement de 230 entreprises françaises concevant et déployant les technologies électriques et numériques pour le pilotage optimisé et sécurisé des énergies des bâtiments, de l'industrie et des infrastructures du numérique. Il a également été membre du Conseil d'administration de Naval Group, leader européen du naval de défense de 2014 à 2020 et il est administrateur de Worldline, leader européen de la sécurisation des paiements et transactions numériques. Luc Rémont est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 23 novembre 2022.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Administrateur	Edison	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Worldline	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président du Conseil d'administration Schneider Electric India Private Limited
- Administrateur de Naval Group

(1) Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 23 novembre 2022.

(2) Luc Rémont a été coopté par le Conseil d'administration en qualité d'administrateur, en remplacement de François Delattre, pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

NATHALIE COLLIN, 58 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
22 juillet 2021

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC, Après avoir été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993 et Directrice financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, Nathalie Collin devient Directrice financière France d'Interleaf en 1993, puis Directrice financière Europe et *Executive Vice-President Finance* d'Interleaf en 1995. De 1997 à 2009, elle occupe différentes fonctions au sein d'EMI Music France, dont elle devient Présidente du Directoire en 2002. Elle est Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014. En 2014, elle rejoint le groupe La Poste où elle occupe les fonctions de Directrice générale adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant de devenir Directrice générale de la branche grand public et numérique en mars 2021. Elle a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de GeoPost, et membre du Comité d'Orientation de Docaposte et LP11.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	GeoPost	France
Membre du Comité d'Orientation	Docaposte	France
Membre du Comité d'Orientation	LP11	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président de LP11
- Administratrice de Banque Postale
- Administratrice de la SNCF
- Membre du Comité d'Orientation de Mediapost

BRUNO CREMEL, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Centralien, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA (Inspection générales des finances), Bruno Crémel a débuté sa carrière en tant qu'Inspecteur des finances, avant d'intégrer le ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie en tant que responsable du bureau Banques et Assurances publiques, Service des participations de l'État où il a notamment piloté la privatisation de plusieurs banques et sociétés d'assurance publiques. De 1998 à 2000, il a exercé au sein du groupe Kering, les fonctions de Directeur du Plan de la Stratégie en tant que membre du Comité exécutif, puis de Président du Directoire de PPR Interactive. De 2000 à 2002, il occupe les fonctions de Directeur de cabinet de Laurent Fabius, ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. De 2002 à 2006, Bruno Crémel est Directeur Général de la FNAC. De 2006 à 2012, il a été General Partner et membre du Comité exécutif du fonds d'investissement LBO France, où il a notamment réalisé les acquisitions de Maisons du Monde et de Promovacances. Il est nommé Président-Directeur Général de Darty France en 2012. En mai 2014, il rejoint le fonds d'investissement Partech dont il est General Partner et Directeur Général Délégué depuis mai 2016.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- General Partner et Directeur Général Délégué de Partech Partners

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directeur Général Délégué	Partech Partners	France
Président	Partech Growth GP	France
Président	Partech Growth II Holding	France
Président du Conseil d'administration	Artaris	France
Administrateur	Evaneos	France
Membre du Comité stratégique	Rouje	France
Administrateur	Weglot	France
Administrateur	Fonds de Dotation Française du Louvre	France
Administrateur	M-Files	Finlande
Membre du Conseil de surveillance	Exporo	Allemagne
Administrateur	Studocu	Pays-Bas
Administrateur	Channable	Pays-Bas

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur de EcoVadis
- Administrateur de Sendinblue

À l'étranger

- Administrateur de Made.com (UK)
- Administrateur de NA-KD

GILLES DENOYEL, 68 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la sous-direction des assurances et in fine du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2017, il est Président *International Institutional Relations* de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local, membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018 et de Rothschild & Cie depuis mai 2020.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Crédit Local

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	Dexia	Belgique	
Président du Conseil d'administration	Dexia Crédit Local	France	
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France	
Membre du Conseil de surveillance	Rothschild & Cie	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

4

Anne-Marie DESCÔTES, 63 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

28 novembre 2022

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure et de l'École nationale d'administration, Anne-Marie Descôtes est également agrégée d'allemand, titulaire d'un DEA d'études germaniques et d'une licence d'histoire de l'art. Après avoir enseigné l'allemand pendant deux ans, elle est attachée culturelle à l'ambassade de France à Bonn de 1987 à 1990. À sa sortie de l'ENA, elle est nommée à la direction de la coopération européenne au ministère des Affaires étrangères où elle suit d'abord les dossiers concernant les relations extérieures de la communauté, puis les affaires communautaires internes, en particulier la création du pilier JAI (1994-1997), avant de devenir conseillère technique au cabinet de Pierre Moscovici, ministre délégué aux Affaires européennes (1997-2001). De 2001 à 2005, elle occupe les fonctions de conseillère chargée de l'élargissement et de l'Europe centrale et du Sud-est à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Elle est ensuite conseillère Europe et ex-URSS à Washington de 2005 à 2008, directrice de l'Agence pour l'enseignement français à l'étranger (AEFE) de 2008 à 2013, puis Directrice générale de la mondialisation, de la culture, de l'enseignement et du développement international de 2013 à 2017. Après avoir été ambassadrice extraordinaire et plénipotentiaire de France en Allemagne de 2017 à 2022, Anne-Marie Descôtes est nommée, le 30 août 2022, Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Elle a été élevée à la dignité d'ambassadrice de France le 25 novembre 2020. Anne-Marie Descôtes est administratrice d'Orano depuis octobre 2022, membre du *think tank European Council on Foreign Relations* (ECFR), du German Marshall Fund et membre du Conseil d'orientation stratégique de la Villa Albertine.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Secrétaire Générale du ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Orano	France
Administratrice	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administratrice	Institut national du service public (INSP)	France
Administratrice	Institut Français	France
Administratrice	Sorbonne Abou Dhabi	France
Administratrice	Institut des Hautes Études de Défense nationale	France
Administratrice	Institut du Monde arabe	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente du Conseil d'administration de France Éducation International

Delphine GENY-STEPHANN, 54 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

12 mai 2022

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ingénieure issue de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées et diplômée du MBA du Collège des ingénieurs, Delphine Gény-Stephann débute sa carrière en 1994 à la Direction Générale du Trésor du ministère de l'Économie et des Finances. En 1999, elle intègre l'Agence des participations de l'État et siège au sein du Conseil d'administration de plusieurs entreprises à participation publique. Delphine Gény-Stephann rejoint le pôle des Matériaux haute performance du groupe Saint Gobain en 2005 en tant que Directrice du développement, puis Directrice financière de l'activité Matériaux céramiques. En 2013, elle est chargée des fusions-acquisitions et est nommée Directrice *External Venturing* du groupe. En 2014, elle devient Directrice du plan et de la stratégie de la Compagnie de Saint Gobain, membre du Comité de Direction Générale du groupe, avant d'être nommée Directrice Générale de l'activité Carbure de Silicium et Quartz. En novembre 2017, elle est nommée Secrétaire d'État auprès du ministre de l'Économie et des Finances, fonction qu'elle exerce jusqu'en octobre 2018. Delphine Gény-Stephann est consultante depuis 2019 et elle exerce, depuis fin 2022, une mission de conseil auprès du Comité consultatif (« *Advisory Council* ») constitué par la banque Morgan Stanley auprès de son bureau de Paris. Elle est également administratrice de Thales et d'Eagle Genomics, membre du Comité d'orientation de GENEO Partenaires SAS et du Comité de surveillance de la Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement (maison mère du groupe Saur).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Consultante

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Thales	France	C
Administratrice	Eagle Genomics	Royaume-Uni	
Membre du Comité de surveillance	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	France	
Membre du Comité d'orientation et Comité des parties prenantes	GENEO Partenaires SAS	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Marie-Christine LEPETIT, 61 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

7 mai 2012

Dernier renouvellement

6 mai 2021

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Marie-Christine Lepetit est nommée Chef du service de l'Inspection générale des finances en mars 2012, fonction qu'elle occupe jusqu'en 2022. Elle est membre du Comité des risques et du contrôle interne de la Fondation des apprentis d'Auteuil.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Inspectrice générale des finances

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre du Comité des risques et du contrôle interne	Fondation des apprentis d'Auteuil	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de l'Institut d'études politiques de Paris

Colette LEWINER, 77 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
11 avril 2014

Dernier renouvellement
6 mai 2021

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s)
Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues
642 [(1)]

Nationalité
Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure et agrégée de physique et docteur ès sciences, Colette Lewiner, a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la Direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur Global Energy and Utilities. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Elle a été administratrice du groupe Bouygues de 2010 à 2022 et Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015. Elle est membre de l'Académie des Technologies (depuis 2002) et administratrice des sociétés Getlink, Colas et CGG.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	COLAS (groupe Bouygues)	France	C
Administratrice	Getlink	France	C
Administratrice	CGG	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de Bouygues
- Administratrice d'Ingenico
- Administratrice de Nexans

(1) Actions détenues *par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).*

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

4

Claire PEDINI, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil
12 mai 2016

Date de renouvellement
7 mai 2020

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)
Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise et membre du Comité des rémunérations et de la gouvernance

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée de l'École des hautes études commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École supérieure de commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain en juin 2019, elle est ensuite nommée Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale jusqu'en janvier 2019. Elle est actuellement Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain.

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

PHILIPPE PETITCOLIN, 70 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

16 mai 2019

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et membre du Comité d'audit

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne *the Aerospace and Defence Industries* (ASD). Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration de KNDS et du Conseil de surveillance de Diot-Siaci et administrateur de Pernod Ricard.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur de sociétés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	KNDS	Pays-Bas	
Président du Conseil de surveillance	Diot Siaci	France	
Administrateur	Pernod Ricard	France	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur et Directeur Général de Safran
- Administrateur de Suez

À l'étranger

- Administrateur Belcan Corporation (États-Unis)

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Michèle ROUSSEAU, 65 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

30 septembre 2016

Dernier renouvellement

6 mai 2021

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas de Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur Adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice générale adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire générale adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Michèle Rousseau est Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis 2017 et administratrice de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR).

Autres mandats et fonctions exercés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières – BRGM	France
Administratrice	Agence Nationale de la Recherche (ANR)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Alexis ZAJDENWEBER, 46 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil
23 septembre 2022

Dernier renouvellement
21 novembre 2022

Échéance du mandat en cours
20 novembre 2026

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration, Alexis Zajdenweber a débuté sa carrière en 2003 en tant qu'adjoint au chef du bureau épargne et marchés financiers de la direction du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2006, il devient adjoint au chef du bureau financement et développement des entreprises de la direction du Trésor et de la politique économique. En 2007, il est détaché comme conseiller concurrence et aides d'État, droit des sociétés et gouvernance d'entreprise au service Affaires économiques, financières et monétaires à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Il retrouve la Direction Générale du Trésor en 2009 comme chef du bureau des services bancaires et des moyens de paiement puis occupe en 2011 les fonctions de chef du bureau des investissements, de la lutte contre la criminalité financière et des sanctions. En juillet 2012, il est nommé conseiller chargé du secteur financier au cabinet du ministre de l'Économie et des Finances. En 2014, il rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) comme sous-directeur, chargé de la direction de participations Énergie. Il rejoint en mai 2017 la présidence de la République comme conseiller économie, finances, industrie. Alexis Zajdenweber est Commissaire aux participations de l'État depuis septembre 2022 et dirige depuis cette date l'APE. Il est administrateur de BPI France, de Renault et de la SNCF.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	SNCF	France	
Administrateur	Bpifrance	France	

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

KARINE GRANGER, 55 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et du Comité de la stratégie

Actions détenues
25

Nationalité
Française

Diplômée de l'institut universitaire de technologie du Creusot, Karine Granger a débuté son parcours professionnel en 1987 au laboratoire optronique et aéronautique de SAT SAGEM, puis a poursuivi son expérience professionnelle dans le groupe GEC ALSTOM avant d'intégrer EDF en 1992 au Centre d'Ingénierie Thermique. En 2004, elle est détachée auprès d'EDISON pour la réalisation d'un cycle combiné Gaz en Calabre. De retour en France, elle est en charge de l'estimation de coûts des investissements au Centre d'Ingénierie Hydraulique. À cet effet, elle met en place et anime un réseau d'estimateurs au sein de la Division Production Ingénierie toutes filières confondues. En 2014, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Cameroun dans le cadre d'un partenariat public-privé pour le développement d'un projet hydraulique de 420 MW. Elle est nommée par le Premier ministre en tant que Conseillère du Commerce Extérieur pour la France au Cameroun en 2016. De retour en France, Karine Granger devient Conseillère Énergie à la FNME CGT en charge des questions industrielles. En 2020, elle a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Elle est par ailleurs membre du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil économique, social et environnemental régional (CESER) Auvergne-Rhône-Alpes. Karine Granger est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Chargée de mission Contrôle de Gestion Opérationnel EDF Hydro

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France
Conseillère	CESER Auvergne-Rhône-Alpes	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

FABRICE GUYON, 49 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
16 février 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
466 (1)

Nationalité
Française

Titulaire d'un BTS Contrôle industriel et régulation automatique (CIRA), Fabrice Guyon a débuté sa carrière chez EDF en intégrant en 1992 le CNPE de Chinon en tant qu'apprenti au sein du service de conduite. Il occupe par la suite plusieurs postes au sein du service d'exploitation du CNPE de Chinon (opérateur, pilote de tranche, chargé de consignation, cadre technique puis chef d'exploitation délégué) de 1994 à 2012. Détaché syndical depuis 2012, il exerce successivement les responsabilités de responsable local, Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen, coordinateur pour le Comité Groupe France et coordinateur à la Division Production Nucléaire et Thermique, entre 2012 et 2023. Il est membre du Dialogue social sectoriel de l'électricité. Fabrice Guyon est aujourd'hui salarié du service exploitation du CNPE de Chinon. Il est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Salarié du service exploitation du CNPE de Chinon

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Sandrine LHENRY, 48 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
28 juillet 2021

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
34 (1)

Nationalité
Française

Diplômée du Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM) et titulaire d'un Master II RH & RSE de l'Institut d'administration des entreprises (IAE) Paris Sorbonne, Sandrine Lhenry a débuté sa carrière dans les Industries Électriques et Gazières (IEG) en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans le domaine de la clientèle. De 2014 à 2017, elle est en charge du dialogue social de la branche des IEG au sein de l'équipe dirigeante de la fédération nationale FO Énergies et mines, puis elle est Secrétaire Générale adjointe de la fédération de 2017 à 2020. Chargée de mission à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis jusqu'en 2022, elle est actuellement chargée de missions à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre titulaire	Conseil Supérieur de l'Énergie	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Jean-Paul RIGNAC, 60 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. Il est Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (EDF Lab Renardières 77) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique autour du chauffage/climatisation/qualité d'air dans les bâtiments industriels et des salles propres (blanches). Jean-Paul Rignac est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

VINCENT RODET, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie, du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de responsabilité d'entreprise

Actions détenues
401 [1]

Nationalité
Française

Titulaire d'un DESS de sociologie des organisations de l'Université Lyon II, Vincent Rodet a débuté sa carrière en 1987 comme informaticien aux mouvements d'énergies (RTE), puis intègre en 1995 le pôle Consultance du service, à l'époque mutualisé, prestant pour EDF et Gaz de France. Il est de 2007 à 2014 Délégué Syndical Central CFDT EDF et coordinateur CFDT groupe EDF. Il siège, à ce titre, au Comité Groupe France et au Comité Européen. De 2014 à 2018 il pilote la délégation CFDT en responsabilité sur le dialogue social de branche des Industries Électriques et Gazières. Membre du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN) en 2018, il participe aux travaux autour de la reconsolidation de la filière nucléaire et suit plus largement le processus de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour la CFDT. En 2020, il a obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Administrateur et membre du Comité d'audit du Conseil d'administration de la Caisse Centrale d'Activité Sociales (CCAS) des IEG, Vincent Rodet est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Manager opérateurs RH, Missions particulières au sein de l'Unité de Professionnalisation et de Performances industrielles (UPI)

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Comité stratégique de la Filière Nucléaire (CSFN)	France
Administrateur	Conseil d'administration de la Caisse Centrale d'Activité Sociales (CCAS)	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Néant

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Christian TAXIL, 47 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Dernier renouvellement
23 novembre 2019

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2023

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues
2 186 [1]

Nationalité
Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Responsable Grands Comptes au sein de la Direction Commerce et Marketing de Dalkia jusqu'en décembre 2022, il est actuellement Chargé de mission innovation & territoires à la Direction Territoires et à l'Action Régionale. En novembre 2018, Christian Taxil a en outre obtenu le certificat d'administrateur de société délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Christian Taxil est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Fonction principale exercée au sein du Groupe

- Chargé de mission innovation et territoires à la Direction Territoires & Action Régionale d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Élu du Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val-d'Oise (SMDEGTVO)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur [1] du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités qu'il a constitués exercent leurs missions. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du Code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs - Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

En application de l'article 13 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration se renouvelle par roulement, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs sont nommés et peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du tribunal judiciaire statuant selon la procédure accélérée au fond à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, il est nommé après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Jean-Bernard Lévy ayant fait part au Conseil d'administration de son intention de démissionner de ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général avant leur échéance de mars 2023, le Conseil d'administration réuni le 18 novembre 2022 a décidé de cooptер Luc Rémont en qualité d'administrateur et, en application de l'article 19 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de l'article 13 de la Constitution, après avoir pris acte de l'avis favorable émis par les commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat le 26 octobre 2022 sur cette nomination, le Conseil a décidé de proposer au Président de la République la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF. Luc Rémont a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République le 23 novembre 2022.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent en outre une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique, qui se déroule en présence du Comité exécutif d'EDF. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration prévoit qu'est organisée chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), dont la présidence est assurée par le Président du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant notamment en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité et la raison d'être adoptée par la Société en 2020 (voir les sections 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »), dont il suit le déploiement à travers le Groupe. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »), la stratégie du Groupe en matière de cycle du combustible nucléaire, de gaz et d'énergies renouvelables et le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »). Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités et les risques tels que les risques financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux, ainsi que les mesures prises en conséquence. Dans ce cadre, il examine en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs.

Le Conseil d'administration s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »). Il délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour autoriser les opérations suivantes, préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;
- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;

(1) https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/gouvernance/conseil-dadministration

- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros ou la contre-valeur de cette somme en devises ;
- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, en ce compris le cas échéant leurs avenants successifs, excède 350 millions d'euros, ou est compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information *a posteriori* du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF (actifs dédiés) et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs dédiés. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Équilibre dans la répartition des pouvoirs

Les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société.

Le Conseil d'administration donne annuellement, à l'occasion de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités, son appréciation de l'organisation et de l'équilibre des pouvoirs tels qu'ils résultent du règlement intérieur du Conseil, et en particulier des limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Président-Directeur Général (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessus). Le Conseil a estimé jusqu'à ce jour que le dispositif en vigueur assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

La question de l'équilibre dans la répartition des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil d'administration est également débattue régulièrement à l'occasion des *executive sessions* (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il aurait connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critères d'indépendance
Critère 8 : Actionnaire important
Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil d'administration s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Lors de la réunion du 8 février 2022, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance (voir la section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration ») avait examiné la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Le Conseil d'administration avait procédé, lors de sa séance du 17 février 2022, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin.

Lors de sa réunion du 8 février 2023, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF.

Le Comité a constaté que Luc Rémont, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut pas être qualifié d'indépendant (critère n° 1).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique « représentent », en vertu de ce texte, « les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire ». Au vu des critères fixés par le Code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent donc être considérés comme indépendants (critère n° 8). Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire majoritaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a examiné la situation de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin au regard du critère n° 3 prévu par le Code AFEP-MEDEF. Le Comité a en particulier examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles ces personnes exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés et leurs groupes et des flux d'affaires recensés au cours de l'exercice 2022), ainsi que sur un plan qualitatif (position de la personne dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il n'en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles Mmes Collin, Lewiner et Pedini et MM. Crémel et Petitcolin exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Comité a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de ces personnes.

Après avis du Comité, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 16 février 2023, à l'évaluation de la situation individuelle de Nathalie Collin, Colette Lewiner et Claire Pedini et de Bruno Crémel et Philippe Petitcolin, et a confirmé leur indépendance au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF, le Conseil ayant estimé qu'aucun d'entre eux n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, conformément au Code AFEP-MEDEF, soit une proportion de 41,7 %, supérieure au tiers recommandé par le Code AFEP-MEDEF.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Nathalie Collin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Bruno Crémel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Colette Lewiner	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ *: Signifie que le critère est satisfait.*

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la Direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Évaluation annuelle 2021

L'évaluation annuelle 2021 a été réalisée en interne, au moyen d'un questionnaire complété de façon anonyme par les administrateurs comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives, des propositions d'évolution et de faire part de leurs attentes pour l'exercice 2022. Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance le 25 novembre 2021 et présentées au Conseil le 15 décembre 2021.

Il ressortait notamment des résultats de l'évaluation 2021 les points suivants :

- le fonctionnement général du Conseil (nombre de séances, mise à disposition et qualité des dossiers, programme de travail, niveau général d'information) était jugé satisfaisant, tout comme la qualité des débats et la dynamique des échanges au sein du Conseil, que certains estimaient en amélioration ;
- les administrateurs estimaient que la qualité des travaux menés par les Comités du Conseil et les comptes-rendus qui en sont fait contribuent efficacement à la prise de décision en Conseil ;
- le séminaire stratégique 2021 et son programme ont été unanimement salués ;
- l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil d'administration, tel qu'organisé par le règlement intérieur, était jugé équilibré et adapté au fonctionnement de la gouvernance de la Société par les administrateurs ;
- le renforcement des compétences du Conseil d'administration intervenu en 2021, notamment dans les domaines de la Direction Générale de grandes entreprises, avait été salué, les administrateurs considérant que les nominations intervenues ces dernières années ont enrichi les échanges et accru la dynamique du Conseil d'administration.

Parmi les pistes d'améliorations identifiées figuraient notamment le renforcement du suivi des décisions prises par le Conseil d'administration et des grands risques opérationnels. En plus de ces deux thèmes, les administrateurs avaient placé la stratégie, le suivi de la performance et de la création de valeur, ainsi que le suivi de la situation et de la trajectoire financières parmi les thèmes prioritaires pour 2022. Enfin, certains administrateurs avaient réitéré leur souhait de voir nommés des administrateurs étrangers au sein du Conseil.

Compte tenu du contexte particulier de l'année 2022 et notamment de l'annonce, en juillet 2022, du changement à venir de Président-Directeur Général, ainsi que des nombreux changements intervenus au cours de l'exercice dans la composition du Conseil d'administration, il a été décidé de reporter l'évaluation annuelle 2022 du fonctionnement du Conseil à 2023. Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, cette évaluation sera réalisée par un consultant externe indépendant, sous la Direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

4.2.2.7 Information et formations des administrateurs

Information et formations

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission. Ces informations leur sont transmises dans des délais leur permettant d'exercer leur mission dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est par ailleurs informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également un suivi trimestriel d'indicateurs clés concernant EDF et le Groupe, un reporting trimestriel sur les grands projets industriels du Groupe, et plus généralement toute information utile entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Chaque administrateur peut bénéficier de formations complémentaires sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leurs secteurs d'activités, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent, tels que les enjeux liés au climat ou la responsabilité sociale et environnementale. Des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont également organisées, de même que toutes formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

Le Conseil d'administration utilise une plateforme digitale qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et des Comités ainsi que d'autres informations utiles pour la réalisation de ses missions. Le Conseil a également recours à un système de visioconférence sécurisé pour ses réunions lorsque celles-ci se tiennent à distance.

Formation des administrateurs en matière de climat et de responsabilité sociale et environnementale (RSE)

La Référente Climat du Conseil d'administration, qui a notamment pour mission de veiller, en lien avec le Président-Directeur Général (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »), à ce que le Conseil identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique, établit chaque année avec la Direction de l'entreprise, avant le début de l'exercice, un programme annuel de travail du Conseil et du Comité de responsabilité d'entreprise sur les enjeux climatiques et en matière de RSE.

Dans ce cadre, un atelier spécifiquement dédié au climat a été organisé fin 2021, au cours duquel les administrateurs ont réalisé la Fresque du climat (voir la section 3.1.3.5.2 « Innovation et intelligence collective centrées sur la lutte contre le changement climatique »), faisant du Conseil d'administration d'EDF le premier Conseil d'une société française à s'être prêté à l'exercice. Les administrateurs ont également débattu avec deux experts des négociations climatiques du bilan de la COP 26 de Glasgow et des avancées qui ont pu y être enregistrées en vue de concentrer le processus multilatéral et les engagements des pays vers un réchauffement contenu à 1,5 °C au milieu du siècle.

En 2023, un nouvel atelier du Conseil d'administration sera organisé sur le bilan de la COP 27 et de la COP 15 biodiversité, ainsi que des interventions d'experts du climat. Il sera également proposé aux administrateurs de réaliser la Fresque de la biodiversité. Des réflexions sont en cours pour enrichir les formations spécifiques qui seront proposées aux administrateurs en matière de climat et de RSE.

Cette démarche s'inscrit dans la gouvernance d'EDF sur les enjeux liés au climat, qui vise à porter les enjeux climatiques au plus haut niveau de l'entreprise et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble des sujets liés au climat, en lien avec la raison d'être d'EDF, et sur les questions de responsabilité sociale et environnementale.

4.2.2.8 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité, exercer leur mandat avec diligence et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Outre le droit d'obtenir communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission, les administrateurs ont également le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat.

Aux termes du règlement intérieur, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et à tenir le Conseil informé des mandats qu'il exerce dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est par ailleurs tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.9 Activité du Conseil d'administration en 2022

	2022	2021
Nombre de réunions	22	14*
Taux moyen de présence	95,4 %	95,2 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 24 minutes	2 heures et 56 minutes

** S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, ainsi que deux ateliers, l'un dédié au climat et l'autre aux enjeux et perspectives du mécanisme d'obligation de capacité.*

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels au Conseil et dans les Comités, au cours de l'exercice 2022, des administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2022 :

Taux de présence individuel des administrateurs en 2022	Conseil d'administration	Comité d'audit	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de la stratégie	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Luc Rémont (1)	100 %					
Claire Bordenave	95 %				100 %	
Nathalie Collin	100 %	100 %				
Bruno Crémel	95 %	83 %				
Gilles Denoyel	95 %		100 %			
Anne-Marie Descôtes (2)	100 %					
Delphine Gény-Stephann (3)	100 %				100 %	
Karine Granger	100 %		100 %	100 %		80 %
Marie-Christine Lepetit	95 %	100 %	100 %			
Colette Lewiner	86 %		67 %			100 %
Sandrine Lhenry	91 %	100 %		100 %	100 %	
Claire Pedini	86 %				100 %	100 %
Philippe Petitcolin	100 %	100 %		100 %		
Jean-Paul Rignac	100 %	100 %				
Vincent Rodet	100 %	100 %	100 %	50 %	80 %	
Michèle Rousseau	95 %		100 %		100 %	
Christian Taxil	91 %	100 %		50 %		
Alexis Zajdenweber (4)	100 %					50 %

(1) Administrateur dont le mandat a pris effet le 18 novembre 2022.
(2) Administratrice dont le mandat a pris effet le 28 novembre 2022.
(3) Administratrice dont le mandat a pris effet le 12 mai 2022.
(4) Administrateur dont le mandat a pris effet le 23 septembre 2022.

Activité en 2022

Le Conseil a tenu un total de 22 réunions, dont 14 réunions extraordinaires au cours de l'exercice 2022.

Le Conseil d'administration a notamment examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, tels que :

- l'avancement des projets Hinkley Point C, Flamanville 3, du plan excell, du projet Nuward et du projet Sizewell C, dans le cadre duquel le Conseil a autorisé la remise d'offres engageantes au gouvernement britannique et la signature des accords liés à la *Government investiment decision* ;
- le projet d'acquisition par EDF des activités « *nuclear steam power* » de General Electric (1) ;
- l'avancement du programme d'investissements sur le parc nucléaire existant en France et du programme de construction d'EPR2 en France (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») ;
- la situation financière du Groupe, sa trajectoire et ses perspectives ;
- la performance et les perspectives d'EDF Energy ;
- la cession par EDF Trading Holdings de la société EDF Energy Services ;
- l'augmentation de capital de la Société avec maintien du droit préférentiel de souscription et l'augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF ;
- la situation de la centrale de Cordemais et la stratégie du groupe en matière de thermique décarboné ;
- la contribution d'EDF à la Stratégie Française Énergie Climat ;
- la réponse du Groupe à l'appel d'offres d'Elektrarna Dukovany II en République Tchèque (voir la section 1.4.1.1.3.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » ») ;
- l'approbation du rapport sur le contrôle interne inclus dans le rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires, la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et le renouvellement des mandats des membres du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) ;
- la politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale ;
- le mandat 2023-2028 des Commissaires aux comptes d'EDF, sur recommandation du Comité d'audit, dans la perspective de l'Assemblée générale qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 ;
- le contrat d'approvisionnement en biomasse liquide à conclure par EDF PEI dans le cadre du projet de conversion de la centrale de Port Est à la Réunion ;
- le projet d'Offre publique d'achat simplifiée de l'État français visant la totalité des titres de capital de la Société (voir ci-après) ;

(1) Communiqué de presse du 4 novembre 2022 « EDF et GE signent un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

- la fixation de la rémunération 2022 du Président-Directeur Général et des administrateurs et la politique de rémunération à soumettre à l'Assemblée générale du 12 mai 2022 ;
- l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs ; et
- la proposition au Président de la République en vue de la nomination du Président-Directeur Général d'EDF.

Des points d'information très réguliers ont été faits en Conseil concernant le dossier de la corrosion sous contrainte et la situation du parc nucléaire français, ainsi que sur la préparation de la Société dans la perspective du passage de l'hiver 2022-2023. Le Conseil a par ailleurs autorisé le programme industriel de réparation de la corrosion sous contrainte.

Lors de sa réunion du 11 avril 2022, le Conseil d'administration a décidé, dans une logique de dialogue avec ses actionnaires, de soumettre pour avis consultatif à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 12 mai 2022 le plan de transition climatique d'EDF, visant à contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. La résolution correspondante (treizième résolution) a été approuvée par les actionnaires à 99,87 % lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2022. Le plan de transition climatique, ainsi que le projet de résolution à soumettre à l'Assemblée, avaient fait l'objet d'un examen préalable et d'un débat en Comité de responsabilité d'entreprise le 8 avril 2022 (voir la section 3.1.3.1.1 « Une gouvernance récemment renforcée »).

Le Conseil a par ailleurs pris connaissance, au cours de l'exercice écoulé, de l'ensemble des sujets examinés par les Comités du Conseil, sur la base des dossiers des Comités qui lui sont communiqués, et il en a débattu à l'occasion des comptes-rendus que font les Présidents de Comités lors la séance suivante du Conseil d'administration.

Compte tenu des changements de gouvernance de la Société qui étaient en préparation au second semestre 2022, le séminaire stratégique annuel ainsi que la réunion des administrateurs hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*) ont été reportés à 2023.

Projet d'acquisition par EDF des activités *nuclear steam power* de General Electric

Dans le cadre des discussions engagées en 2021 entre EDF et General Electric (GE) sur le projet d'acquisition par EDF des activités *nuclear steam power* de GE, le Conseil d'administration a décidé le 11 octobre 2021, en application de l'article 14 du règlement intérieur du Conseil, de constituer un Groupe de travail composé de deux administrateurs indépendants au sens des critères du Code AFEP-MEDEF et de deux administrateurs représentant les salariés. Présidé par Philippe Petitcolin, le Groupe de travail comprenait également Claire Bordenave, Colette Lewiner et Christian Taxil.

Ce Groupe de travail avait pour mission, en lien avec la Direction d'EDF, d'examiner le projet résultant des discussions entre EDF et GE et ses caractéristiques au regard de l'intérêt social de la Société et de ses enjeux stratégiques, industriels, financiers et sociaux, et de formuler tous avis et recommandations au Conseil sur le projet. Dans le cadre de ses travaux, le Groupe de travail a reçu de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et a bénéficié de l'assistance d'une banque conseil, notamment pour l'examen des éléments de valorisation.

Le Groupe de travail a tenu 8 réunions entre octobre 2021 et novembre 2022. Le Conseil d'administration, après avoir pris connaissance des conclusions du Groupe de travail, a approuvé le projet d'acquisition le 3 novembre 2022.

Offre publique d'achat simplifiée de l'État français

Après l'annonce de l'État français le 19 juillet 2022 de son intention de déposer un projet d'Offre publique d'achat simplifiée visant la totalité des actions de la Société, ainsi que la totalité des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance du 14 septembre 2024 (les « OCEANEs »), et conformément à l'article 261-1 du règlement général de l'AMF et à la recommandation AMF n° 2006-15, le Conseil d'administration a décidé, le 19 juillet 2022, la constitution d'un Comité *ad hoc* composé d'une majorité d'administrateurs indépendants. Ce Comité, composé de Colette Lewiner, Bruno Crémel, Philippe Petitcolin, administrateurs indépendants, et de Christian Taxil, administrateur élu par les salariés, est présidé par Bruno Crémel.

La mission du Comité était (i) de proposer aux membres du Conseil d'administration la désignation de l'expert indépendant en charge d'établir un rapport sur les conditions financières de l'offre, (ii) de suivre les travaux de cet expert indépendant en veillant au bon déroulement de la mission d'expertise et des diligences que ce dernier devait mettre en œuvre, notamment en s'assurant de l'accès aux informations qui lui étaient nécessaires, et (iii) d'émettre une recommandation au Conseil d'administration sur l'intérêt de l'offre pour la Société, les actionnaires, les porteurs d'OCEANEs et les salariés. La mission du Comité *ad hoc* a vocation à durer jusqu'à la date à laquelle l'AMF publiera l'avis de résultat de l'offre lancée par l'État français ou jusqu'à toute autre date décidée par le Conseil.

Après la désignation, sur proposition du Comité *ad hoc*, du cabinet Finexsi en qualité d'expert indépendant par le Conseil le 27 juillet 2022, le Comité a suivi, conformément au rôle qui lui est assigné, les travaux de l'expert indépendant et a préparé un projet d'avis motivé sur l'offre, qui a été transmis au Conseil d'administration. Le Comité était assisté, pour la réalisation de ses missions, par un conseil financier et un conseil juridique. Entre sa constitution et le mois de novembre 2022, le Comité s'est réuni à quatorze reprises pour des points d'étape réguliers, avec ses conseils et avec l'expert indépendant, et il a pu entendre toute personne dont l'audition lui semblait utile. Il s'est notamment assuré que l'expert indépendant avait accès à l'ensemble des informations dont il avait besoin pour sa mission et a examiné les critiques et commentaires reçus d'actionnaires minoritaires et s'est assuré que l'expert indépendant y répondait.

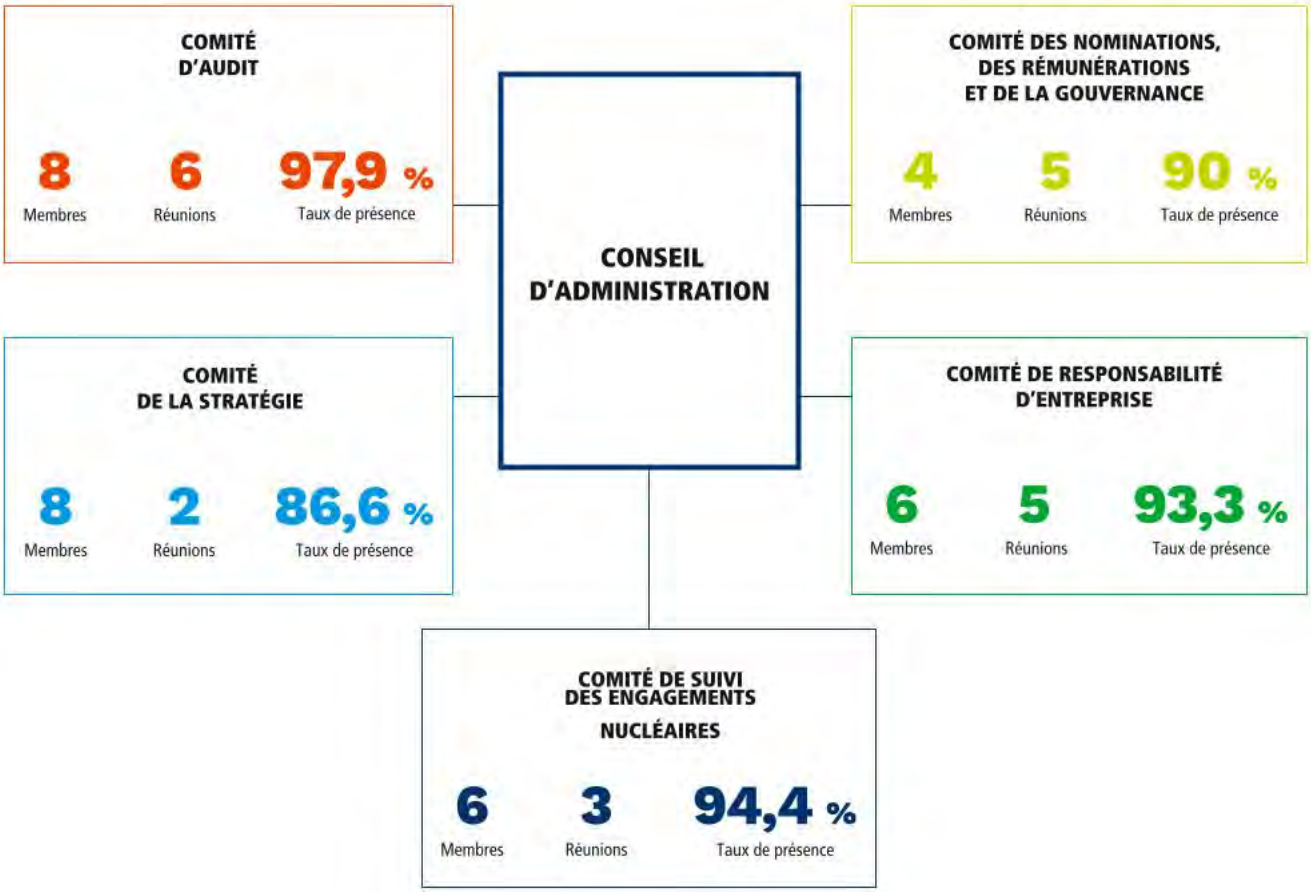
Le Conseil d'administration, après avoir pris connaissance des conclusions de l'expert indépendant sur le caractère équitable des conditions de l'offre de l'État français, a émis un avis motivé sur l'intérêt de l'offre pour la Société, ses actionnaires, les porteurs d'OCEANEs et ses salariés le 27 octobre 2022, confirmé le 20 novembre 2022 après examen de l'*addendum* au rapport de l'expert indépendant du 26 octobre 2022, et a recommandé aux actionnaires d'EDF et aux porteurs d'OCEANEs d'apporter leurs titres à l'offre.

Orientations stratégiques pluriannuelles en matière de responsabilité sociale et environnementale

Conformément à la nouvelle recommandation introduite dans le Code AFEP-MEDEF en décembre 2022, le Conseil d'administration déterminera courant 2023, sur proposition de la Direction Générale de la Société et après examen par le Comité de responsabilité d'entreprise, les orientations stratégiques pluriannuelles du Groupe en matière de RSE et en suivra la mise en œuvre.

4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Présentation des Comités [1]



Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que chaque Comité comprend au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- Luc Rémont pour le Comité de la stratégie ;
- Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- Gilles Denoyel pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Claire Pedini pour le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- Colette Lewiner pour le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2022, les Comités ont tenu un total de 21 réunions. Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 92,5 %. Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 « Comité d'audit » à 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance ».

Les taux de présence individuels des administrateurs dans les Comités sont présentés à la section 4.2.2.9 (« Activité du Conseil d'administration en 2022 »).

(1) Données relatives à l'exercice 2022, à l'exception de celles concernant la composition des Comités, qui sont données à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel.

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité d'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité d'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Bruno Crémel	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

Nombre de membres	8
Nombre d'administrateurs indépendants	3
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	75 %

** Hors administrateurs représentant les salariés.*

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 17.1 du Code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'audit aient une compétence financière ou comptable, que la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil et enfin que la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés.

Le Conseil d'administration réuni à l'issue de l'Assemblée générale du 16 mai 2019 avait réexaminé la composition des Comités, compte tenu des évolutions intervenues dans la composition du Conseil. S'agissant du Comité d'audit, le Conseil avait constaté en particulier que Mme Lepetit, dont la reconduction en qualité de Présidente du Comité d'audit était proposée, et M. Crémel, présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit du 22 juillet 2010. M. Crémel répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a nommé M. Petitcolin membre du Comité d'audit et constaté que celui-ci présente des compétences en matière financière et comptable. M. Petitcolin répond donc également à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Enfin, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 15 juin 2021 a décidé de nommer Mme Collin membre du Comité d'audit et a constaté que celle-ci présente des compétences en matière financière ou comptable. Mme Collin répond donc elle aussi à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 822-11-2 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changements climatiques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ; dans ce cadre, il s'assure, en lien avec le Comité de responsabilité d'entreprise, de l'existence de dispositifs de contrôle interne et de gestion des principaux risques en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise ;
- l'audit (programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les auditeurs des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation par la Direction Générale des objectifs environnementaux, sociétaux et de gouvernance du Groupe et des principales réalisations (suivi d'indicateurs clés et des faits marquants en matière d'ESG), d'une présentation relative aux engagements hors bilan significatifs, ainsi que d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit ou d'examen limité.

Outre les réunions du Comité d'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également à l'ensemble des réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2022

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2021 et 2022 :

	2022	2021
Nombre de réunions	6	6
Taux moyen de présence	97,9 %	97,9 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 9 minutes	2 heures et 39 minutes

En 2022, le Comité d'audit a notamment examiné :

- les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents ;
- la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2022 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, les engagements hors bilan ;
- le budget 2022 et le plan moyen terme 2022-2024 ;
- la mise à jour de la cartographie des risques du Groupe, les méthodes de suivi et de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées ;
- le programme d'audit et sa mise en œuvre, la synthèse des audits internes et le suivi des plans d'actions mis en œuvre ;
- la synthèse annuelle sur les risques marchés énergies et sur les risques de contrepartie du Groupe ;
- le mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ;
- les conclusions d'une revue externe concernant EDF Trading ;
- la politique du Groupe en matière d'assurances et l'assurabilité des risques ;
- la mise à jour des perspectives 2022, des scénarios 2023 et 2024 et la trajectoire du Groupe partagée avec l'expert d'indépendant dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée lancée par l'État français ;
- la gestion de la crise russo-ukrainienne ; et
- la préparation du Groupe en vue du passage de l'hiver 2022-2023.

Le Comité a été associé au processus d'appel d'offres mené par la Société concernant le mandat 2023-2028 des Commissaires aux comptes. Il a procédé à une revue critique de ses résultats et a notamment examiné les critères et les notes obtenues par les candidats à l'appel d'offres, ainsi que l'analyse des offres techniques et commerciales reçues menée par la Société. Le Comité a demandé un troisième tour de négociation sur les offres commerciales, qui a permis d'obtenir des économies supplémentaires, avant d'émettre deux recommandations destinées au Conseil d'administration.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé en 2022 la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau des services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte semestriellement des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2022.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	25 %

** Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Il a pour mission de :

- suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes ;
- donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique ;
- examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés ;
- donner un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges de démantèlement des installations et de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs mentionnées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le décret n° 2020-830 du 1er juillet 2020, qui a modifié le décret n° 2007-243 du 23 février 2007, prescrivait la mise en place d'une fonction indépendante de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, chargée notamment d'émettre un avis sur l'évaluation des charges nucléaires et leur échéancier prévisionnel, la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires

et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges. Cette Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires (FCECN) a été créée au sein de la Société et elle est rattachée au Secrétaire Général (voir la section 2.2.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 5B « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs, du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés »). Les avis émis par la FCECN sont transmis à son autorité de rattachement, aux directions exerçant une responsabilité opérationnelle en matière d'évaluation des charges nucléaires, au CSEN et au Conseil d'administration.

Par ailleurs, le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil d'administration [1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2022

	2022	2021
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de présence	94,4 %	100 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 23 minutes	2 heures et 53 minutes

En 2022, le Comité a examiné en particulier :

- la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires ;
- la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés ;
- la mise en œuvre de l'allocation stratégique incluse dans la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés et la proposition de mise à jour de la note de référence, avant sa soumission au Conseil d'administration pour approbation ;
- les conclusions de l'étude ALM (*Asset and Liability Management*) 2022 visant à modéliser le profil rendement-risque des actifs dédiés, du taux d'actualisation des provisions et de leur taux de couverture par les actifs dédiés sur des horizons allant de 3 ans à 40 ans, complétée d'une étude portant sur l'impact du risque climatique sur les actifs dédiés et le profil rendement-risque des actifs dédiés sur des horizons allant de 10 ans à 40 ans ;
- le déploiement de la Charte d'investisseur responsable des actifs dédiés et dans ce cadre, des éléments complémentaires sur le climat et la prise en compte des enjeux climatiques dans la gestion du portefeuille d'actifs dédiés et le plan d'actions proposé en cohérence avec la raison d'être du Groupe ;
- le rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus ;
- le suivi des risques liés aux actifs dédiés ;
- l'avis de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires ;
- l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et des projets de Centre industriel de stockage géologique (CIGEO) et d'Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») ;
- le renouvellement des mandats des membres du CEFEN et du Comité consultatif des actifs dédiés ; et
- le suivi des recommandations internes et externes émanant notamment des autorités de tutelles (Direction Générale de l'énergie et du climat), de la Cour des Comptes ou de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du CSEN.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2022.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie participent à l'ensemble de ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie

Luc Rémont	Président	Président-Directeur Général
Anne-Marie Descôtes [1]	Membre	Administratrice nommée sur proposition de l'État
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Alexis Zajdenweber [2]	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Anne-Marie Descôtes est membre du Comité de la stratégie depuis le 31 janvier 2023.
(2) Alexis Zajdenweber est membre du Comité de la stratégie depuis le 5 octobre 2022.

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur :

- le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les accords stratégiques, les alliances et partenariats ; et
- la politique en matière de recherche et développement.

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés par le Conseil d'administration le 16 décembre 2022 pour trois ans après avis du CSEN.

Activité en 2022

	2022	2021
Nombre de réunions	2	3
Taux moyen de présence*	86,6 %	100 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 45 minutes	3 heures et 30 minutes

** Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les administrateurs participant aux réunions du Comité).*

En 2022, le Comité a examiné en particulier :

- la stratégie hydrogène du groupe EDF ;
- la politique R&D du Groupe ;
- la politique de risques sur les marchés de l'énergie ;
- la gestion des positions France (achats et ventes d'électricité) pour 2022 et les perspectives pour 2023 et 2024 ; et
- une présentation de la stratégie, des résultats et des perspectives d'EDF Trading.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2022.

4.2.3.4 Comité de responsabilité d'entreprise

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de responsabilité d'entreprise à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Delphine Gény-Stephann (1)	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Fabrice Guyon (2)	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Vincent Rodet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

(1) Mme Delphine Gény-Stephann est membre du Comité depuis le 12 mai 2022.
(2) M. Fabrice Guyon est membre du Comité depuis le 16 février 2023.

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	33,33 %

** Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité d'entreprise. Il examine la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique. Il s'assure, en lien avec le Comité d'audit, de l'existence de dispositifs d'identification et de gestion des principaux risques dans ces domaines et de la conformité avec les dispositifs légaux et réglementaires.

Dans le cadre de ses missions, il examine notamment les éléments constituant la déclaration de performance extra-financière incluse dans le rapport de gestion en application du Code de commerce, conjointement avec le Comité d'audit, le reporting annuel éthique et conformité, le rapport annuel du médiateur d'EDF, ainsi que les rapports annuels de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Le Comité donne son avis au Conseil sur la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et sur la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des instances dirigeantes.

Conformément à la nouvelle recommandation introduite dans le Code AFEP-MEDEF en décembre 2022, le Comité examinera, courant 2023, les orientations stratégiques pluriannuelles du Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale qui seront soumises au Conseil d'administration par la Direction Générale de la Société, puis il en suivra la mise en œuvre.

Référente Climat du Conseil d'administration

La Société a renforcé sa gouvernance en matière de climat dès 2020, en désignant une Référente Climat au sein du Conseil d'administration d'EDF. En complément des missions déjà allouées au Conseil, au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité d'audit en matière suivi des risques et opportunités liés au changement climatique, la fonction de Référente Climat au sein du Conseil a été confiée à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. En tant que Référente Climat, et en cohérence avec la raison d'être d'EDF, la Présidente du Comité est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;
- informer régulièrement le Conseil de la stratégie climat de la Société, après présentation au Comité de responsabilité d'entreprise par le Référent Climat du Comité exécutif ;
- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate related Financial Disclosures* (TCFD)[1] et rend compte des risques liés au climat.

Le Comité peut soumettre au Conseil d'administration tous avis, propositions et recommandations dans les domaines qui le concernent.

(1) Voir les sections 3.1.3.2 « Mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) » et 3.1.3 « Gouvernance climatique d'EDF ».

Activité en 2022

	2022	2021
Nombre de réunions	5	4
Taux moyen de présence	93,3 %	77,5 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 1 minute	1 heure et 40 minutes

En 2022, le Comité a examiné en particulier :

- la déclaration de performance extra-financière 2021 incluse dans le rapport de gestion 2021 ;
- une revue stratégique des agences de notations extra-financières visant à prioriser les sollicitations afin de répondre aux agences ayant le plus d'impact auprès des investisseurs ;
- un point sur les controverses et les moyens mis en œuvre par EDF pour y répondre ;
- le plan de vigilance 2021 du Groupe et son déploiement (voir la section 3.9 « Plan de vigilance ») ;
- l'actualité du contentieux relatif au parc éolien de Gunaa Sicaru ;
- le projet d'avis consultatif des actionnaires sur le plan de transition climatique d'EDF en vue de l'Assemblée générale du 12 mai 2022 ;
- les résultats de l'enquête « My EDF Group » 2021 ;
- le rapport 2021 du Médiateur du groupe EDF ;
- l'avancement de la stratégie neutralité carbone du Groupe ;
- la taxonomie européenne et les publications réalisées à ce titre concernant l'exercice 2021 ;
- la présentation de la filière E&S du Groupe ;
- le bilan et les résultats de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes et de la politique santé et sécurité du Groupe ;
- l'empreinte environnementale de la production d'électricité incluant un focus sur l'eau, les sols et la consommation de matières premières ;
- les orientations et nouveautés en vue de la préparation de la déclaration de performance extra-financière 2022 et les évolutions à attendre de la directive CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) en matière de reporting extra-financier ; et
- la présentation du rapport d'activité de la Direction Éthique et Conformité Groupe.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2022.

4.2.3.5 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel :

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

Colette Lewiner	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Karine Granger	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Alexis Zajdenweber*	Membre	Administrateur Représentant de l'État

** Alexis Zajdenweber est membre du Comité depuis le 5 octobre 2022.*

Nombre de membres	4
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	66,67 %

** Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil d'administration ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise le processus de sélection des candidats potentiels, peut réaliser ses propres études sur les candidats et missionner des consultants spécialisés pour l'assister dans l'identification de candidats potentiels. Il donne son avis au Conseil d'administration sur les propositions de nominations au sein des Comités du Conseil d'administration. Il propose au Conseil d'administration la définition d'une politique de diversité appliquée aux administrateurs et ses mises à jour. Il assure le suivi de la mise en œuvre de la politique et des résultats obtenus. Le Comité s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux exécutifs et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission, sauf pour ce qui concerne les travaux relatifs à sa propre succession.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur la politique de rémunération des mandataires sociaux visée à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce et sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération. Le Président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros. Il donne au Conseil d'administration son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

En matière de gouvernance, le Comité suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du Code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil d'administration ou de son règlement intérieur. Il réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités et supervise tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant.

Chaque année, le Comité examine la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. En cas de nomination de nouveaux membres au sein du Comité d'audit, il examine la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes. Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et il en rend compte au Conseil d'administration.

Activité en 2022

	2022	2021
Nombre de réunions	5	5
Taux moyen de présence	90 %	95 %
Durée moyenne des séances	42 minutes	44 minutes

En 2022, le Comité a examiné :

- les propositions concernant la fixation de la rémunération du Président-Directeur Général et des administrateurs et la politique de rémunération à soumettre à l'Assemblée générale du 12 mai 2022 ;
- la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévu par le Code AFEP-MEDEF ;
- le projet de rapport sur le gouvernement d'entreprise inclus dans le document d'enregistrement universel 2021 ;
- la politique de rémunération des dirigeants d'EDF (bilan des attributions au titre de l'exercice 2021 et évolutions pour l'exercice 2022), ainsi que la structure du *long term incentive plan* (LTI) 2022-2024 au bénéfice de certains dirigeants ;
- les propositions de nominations d'administrateurs par l'Assemblée générale ou de cooptations par le Conseil d'administration ;
- la rémunération et les avantages du nouveau Président-Directeur Général (voir la section 4.6.2.1 « Rémunération du Président-Directeur Général ») ; et
- les conflits d'intérêts allégués par des actionnaires minoritaires dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée lancée par l'État français concernant Jean-Bernard Lévy et Luc Rémont.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2022.

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs en fonction de l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte treize membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Luc Rémont	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires. Il supervise Edison et les activités gazières
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
Béatrice Buffon	Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Véronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Alexandre Perra	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Alain Tranzer	Délégué général à la Qualité Industrielle et aux Compétences Nucléaires
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Paul-Marie Dubée assure le Secrétariat du Comité exécutif. Il est Directeur en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

Brice Bohuon succédera à Pierre Todorov et rejoindra EDF, le 10 avril 2023, en tant que Directeur exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général.
Voir le communiqué de presse EDF du 14 mars 2023 "Nomination de Brice Bohuon au Comité Exécutif du Groupe EDF".

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marc Benayoun, 56 ans, ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences et activités de la Société dans le domaine du gaz naturel. En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix, à la Direction Commerce. Dans ce cadre, il est notamment en charge des discussions relatives à l'évolution des Tarifs Réglementés de Vente. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels. À ce titre, il pilote le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales avec, pour résultat, la reconquête de la position de leader dans un contexte concurrentiel. En 2016, Marc Benayoun devient Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie et prend les fonctions d'administrateur délégué (CEO) d'Edison, le troisième énergéticien italien. Il pilote également les activités du groupe en matière d'approvisionnement gazier, et gère le portefeuille de contrats long terme par gazoduc et voie maritime (gaz liquéfié), ainsi que les actifs nécessaires à leur transport jusqu'aux points de consommation. Depuis juillet 2019, Marc Benayoun est Directeur Exécutif Groupe Clients, Services et Territoires. À ce titre, il occupe les fonctions de Directeur Commerce et supervise les activités liées aux services énergétiques, notamment celles opérées par Dalkia. Marc Benayoun est également membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, Président du Conseil d'administration d'Edison et il supervise les activités de la plateforme d'achat de gaz du groupe EDF, basée en Italie.

Bruno Bensasson, 50 ans, est diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il a débuté son activité professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de sûreté nucléaire en tant que chef de Division Régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de Cabinet du Directeur Général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller technique au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. À partir de 2016, il occupe le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018, Bruno Bensasson est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge du pôle Énergies Renouvelables et Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables. Il est administrateur de Luminus et d'EDF Trading.

Béatrice Buffon, 48 ans, est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle commence sa carrière comme responsable des financements chez COGETHERM, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de projets de cogénération de gaz. En 2001, elle rejoint SIIF Énergies qui deviendra EDF Renouvelables pour devenir directrice de projet en 2003. De 2007 à 2009, elle assure les fonctions de directrice adjointe de POWEO Énergies Renouvelables. Elle revient chez EDF Renouvelables en 2010 en tant que directrice du développement pour les grands projets photovoltaïques au sol, puis devient en 2011 Directrice du Développement de l'Éolien *Offshore* France. En 2014, elle devient Directrice Générale Adjointe d'EDF Renouvelables en charge des énergies marines renouvelables et membre du Comité de Direction d'EDF Renouvelables. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite. Depuis février 2020, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Direction Internationale d'EDF.

Christophe Carval, 62 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plusieurs postes de management d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du management de la Direction des Services Partagés du groupe EDF avec des enjeux de forte rationalisation et de professionnalisation. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, Santé Sécurité et de la Transformation d'Enedis où il a notamment porté les projets de simplification de la structure de l'entreprise en 25 Directions Régionales et de refonte de son dispositif de gouvernance. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe. Il est également Président du Conseil de surveillance d'Enedis et membre des Conseils de surveillance de RTE, de CTE, de Framatome et d'EDF Energy.

Xavier Girre, 54 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'études politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des Risques et de l'Audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du groupe La Poste puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé au Comité exécutif d'EDF. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Renouvelables, de Dalkia, d'Edison, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance d'Enedis, Président-Directeur Général de CTE et Président du Conseil de surveillance de RTE. Xavier Girre est, par ailleurs, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux. Il est également administrateur indépendant de CNIM. Depuis mars 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière.

Véronique Lacour, 58 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. Elle rejoint Safran en 2009, où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directrice de la Démarche de Progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directrice des Programmes de Safran Analytics, et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Véronique Lacour a rejoint le Comité exécutif d'EDF le 1er décembre 2016 afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT. Depuis 2016, elle est Directrice Exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Cédric Lewandowski, 53 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Cédric Lewandowski a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Puis, il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la société H4 de 2009 à 2012, administrateur de la société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à juillet 2017. Il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie de 2017 à 2019. Il est Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg et gouverneur au *Main Governing Board* de WANO. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Alexandre Perra, 42 ans, est diplômé de l'Institut d'études politiques (2005) et titulaire d'une maîtrise de lettres modernes. Avant de rejoindre EDF, il avait intégré Thales en 2007, d'abord au département stratégie, avant de prendre en charge la Communication Internationale du Groupe puis la direction des Relations Médias. En 2012, il avait été nommé Directeur Adjoint de la Communication. Il rejoint EDF en novembre 2014 comme Directeur auprès du Président-Directeur Général d'EDF, en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales. Il a participé à la définition de la stratégie d'entreprise CAP 2030 mise en œuvre depuis 2015 et s'est impliqué dans les dossiers stratégiques de l'entreprise. En 2017, Alexandre Perra a préparé la stratégie d'EDF dans le domaine du stockage de l'électricité. Il a assuré en 2018 la direction du plan Stockage. En 2017, il a lancé le projet Y, toujours en cours, dispositif visant à mobiliser des salariés de moins de 35 ans pour accélérer la transformation d'EDF. Il est également sponsor de Parlons Énergies, le programme d'intelligence collective du Groupe favorisant le dialogue entre les salariés pour enrichir la stratégie de l'entreprise et de ses entités et filiales. Alexandre Perra est administrateur de la Fondation EDF et membre des Franco-British Young Leaders dont il a rejoint le programme en 2017. Depuis juillet 2019, il est Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation, Responsabilité d'Entreprise et Stratégie.

Simone Rossi, 54 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle Financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est nommé en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF. Depuis le 1er novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 64 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Depuis février 2015, Pierre Todorov est Directeur Exécutif en charge du Secrétariat Général du Groupe.

Alain Tranzer, 56 ans, est ingénieur diplômé de l'École polytechnique et de l'École des mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de Directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de Directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, Alain Tranzer prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électriques. De 2018 à 2020, il est Senior Vice-président du groupe PSA, en charge du programme CO_2, des plateformes et des modules technologiques associés. En mars 2020, il rejoint le groupe EDF pour piloter l'exécution du plan « Excell », qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires et est nommé Délégué général à la qualité industrielle et aux compétences nucléaires. Il est membre du Comité exécutif d'EDF.

Xavier Ursat, 56 ans, diplômé de l'École polytechnique et de télécom Paris. Il rejoint EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et Président du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance de Framatome. Il est par ailleurs gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.8 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du code de déontologie boursière d'EDF (voir la section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de fonds communs de placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années, d'une enquête pénale ou d'une condamnation pour fraude, corruption, d'une faillite, d'une mise sous séquestre ou d'une liquidation.

Michèle Rousseau a été condamnée, le 4 septembre 2018, au paiement d'une amende par la Cour de discipline budgétaire et financière pour avoir, en qualité de Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, accordé une aide jugée irrégulière à une station d'épuration. À la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou d'une sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été déchu par un Tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Participations des mandataires sociaux et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 Participation des administrateurs au capital d'EDF

Au 31 décembre 2022, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2022, détenaient un total de 3 288 actions EDF. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2022 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2022	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2021
Karine Granger	25	25
Colette Lewiner [(1)]	642	2 038
Sandrine Lhenry [(2)]	34	34
Philippe Petitcolin	0	10
Vincent Rodet [(1)]	401	289
Christian Taxil [(1)]	2 186	1 437
TOTAL	**3 288**	**3 833**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE (montant arrondi à l'unité inférieure).

Les administrateurs dont les mandats étaient en cours au 31 décembre 2022, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

Fabrice Guyon, administrateur élu par salariés dont le mandat a pris effet le 16 février 2023, détenait, à cette date, un total de 466 actions EDF par l'intermédiaire d'un FCPE.

4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un code de déontologie régulièrement mis à jour.

En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau, ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées, de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement européen Abus de marché (MAR), précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Conformément aux dispositions du règlement général de l'AMF [(1)], le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [(2)] au cours du dernier exercice.

Opérations réalisées dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français

Dans la note en réponse d'EDF déposée par la Société à l'AMF le 22 novembre 2022 dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français, les membres du Conseil d'administration de la Société ont déclaré leurs intentions concernant l'apport à l'offre de leurs actions. Colette Lewiner et Philippe Petitcolin ont indiqué leur intention d'apporter l'intégralité de leurs actions EDF à l'offre. Ces apports ont été réalisés le 29 et le 30 novembre 2022 pour Mme Lewiner et le 5 décembre 2022 pour M. Petitcolin, et ont été déclarés à l'AMF conformément au régime déclaratif spécifique applicable aux administrateurs en période d'offre publique.

(1) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.
(2) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6 Rémunération et avantages des mandataires sociaux – Politique de rémunération

Comme indiqué à la section 4.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »), la Société adhère au Code AFEP-MEDEF sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés au cours des exercices 2021 et 2022 ou attribués au titre des mêmes exercices aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce (voir la section 4.6.2 « Rémunération globale du Président-Directeur Général » pour le Président-Directeur Général et la section 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs » pour les administrateurs). Les tableaux figurant aux sections 4.6.2 « Rémunération globale du Président-Directeur Général » et 4.6.3 « Rémunération globale des administrateurs » ont été établis selon le format préconisé par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.

En application de l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, cette section présente également la politique de rémunération des mandataires sociaux établie par le Conseil d'administration (voir la section 4.6.1 « Politique de rémunération »), qui sera soumise à l'Assemblée générale des actionnaires qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

4.6.1 Politique de rémunération

Conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce, la politique de rémunération des mandataires sociaux est établie par le Conseil d'administration.

En application des articles L. 22-10-16 et L. 22-10-17 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et sont soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir section 4.2.3.5 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui a modifié le décret du 9 août 1953 et plafonne sa rémunération annuelle à 450 000 euros bruts.

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance donne également son avis au Conseil sur les règles et modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale des actionnaires, en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

Lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2022, les cinq résolutions portant sur la rémunération et la politique de rémunération des mandataires sociaux d'EDF (de la 7e à la 11e résolution) ont été adoptées à une très large majorité, puisqu'elles ont recueilli entre 98,75 % et 99,97 % de voix favorables.

4.6.1.1 Politique de rémunération applicable au Président-Directeur Général

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2023, le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-après concernant le Président-Directeur Général :

Éléments de la rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2022	Montants attribués au titre de l'exercice 2022	Politique au titre de l'exercice 2023
Rémunération fixe	451 704 € (1)	450 000 €	Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil réuni le 16 février 2023 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2023.
Rémunération variable	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant
Possibilité de report ou de restitution de la rémunération variable	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant
Options d'actions, actions de performance ou tout autre avantage de long terme	néant	néant	néant
Rémunération à raison du mandat d'administrateur	n.a.	n.a.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.
Avantages de toute nature	3 355 € (2)	3 660 €	Avantage correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction que le Conseil a décidé de maintenir au titre de l'exercice 2023.
Indemnité de prise de fonction	néant	néant	néant
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	néant	néant	néant
Clause de non-concurrence	néant	néant	néant
Retraite supplémentaire	néant	néant	néant
Rémunérations versées ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	néant	néant	néant

n.a. : non applicable.

(1) Cette somme représente le total des rémunérations brutes versées à Jean-Bernard Lévy et à Luc Rémont au cours de l'exercice 2022 (voir le détail à la section 4.6.2 « Rémunération globale du Président-Directeur Général »).

(2) Montant des avantages en nature versés à Jean-Bernard Lévy calculés prorata temporis jusqu'à sa date de démission.

La rémunération du Président-Directeur Général d'EDF est fixée, depuis 2012, au montant du plafond introduit dans le décret n° 53-707 du 9 août 1953 par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques. Ce plafond réglementaire n'a pas été révisé depuis 2012.

La rémunération du Président-Directeur Général étant fixée au montant du plafond prévu par le décret du 9 août 1953 et n'incluant pas de part variable, sa détermination ne repose pas sur des critères liés aux performances de la Société.

Le Président-Directeur Général bénéficie par ailleurs des dispositifs de protection sociale mis en place par EDF au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires de la Société (couverture santé et couverture prévoyance).

Compte tenu de la démission de Jean-Bernard Lévy de ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général d'EDF, et concomitamment à la proposition faite par le Conseil d'administration au Président de la République de nommer Luc Rémont Président-Directeur Général de la Société (voir la section 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général »), le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 18 novembre 2022, a décidé, sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, de fixer à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du nouveau Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022, en conformité avec la politique de rémunération 2022 approuvée par l'Assemblée générale le 12 mai 2022, et a décidé que cette rémunération serait calculée *prorata temporis* à compter de la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République.

Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2018-2022

Conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce, le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), et du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du dirigeant mandataire social, le Président-Directeur-Général), ainsi que l'évolution organique de l'EBITDA Groupe sur la même période.

	2022	2021	2020	2019	2018
Rémunération du Président-Directeur Général [1]	455 059	453 660	453 660	453 660	452 868
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [2]	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	6,3	6,6	6,6	6,8	7,1
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	6,8	7,2	7,2	7,4	7,7
Évolution du salaire moyen [2] [4]	+ 5,8 %	- 0,2 %	+ 2,87 %	+ 3,66 %	+ 0,98 %
Évolution du salaire médian [2] [4]	+ 6,2 %	- 0,1 %	+ 3,54 %	+ 4,16 %	+ 1,81 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [2]	-128,2 %	+ 11,3 %	- 2,70 %	+ 8,40 %	+ 11,30 %

(1) La somme de 455 059 euros correspond au total des rémunérations versées à Jean-Bernard Lévy en sa qualité de Président-Directeur Général jusqu'à la date de sa démission et à Luc Rémont à compter de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général. Voir le détail dans les tableaux figurant en section 4.6.2.1 « Rémunération du Président-Directeur Général ».

(2) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(3) Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature.

(4) L'évolution du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2021 et 2022 est due aux mesures salariales 2022, incluant le versement d'une prime de partage de la valeur (PPV), ainsi qu'à l'évolution à la hausse des éléments variables versés en 2022 au titre de 2021, par rapport aux montants versés en 2021 au titre de l'année 2020, année impactée par la crise Covid.

Les salariés pris en compte pour le calcul des ratios ci-dessus sont l'ensemble des salariés équivalent temps plein de la société EDF en France, continûment présents sur l'année 2022, soit environ 60 000 salariés, ce qui représente la totalité des effectifs d'EDF en France et près de 50 % des effectifs du Groupe en France.

4.6.1.2 Politique de rémunération applicable aux administrateurs

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2023, le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 a approuvé la politique de rémunération décrite ci-dessous concernant le montant et la répartition entre les administrateurs des sommes qui leur sont versées au titre de leur mandat en application du premier alinéa de l'article L. 225-45 et de l'article L. 22-10-14 du Code de commerce.

Enveloppe et répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, et ayant la qualité d'agent public de l'État, sont intégralement versées au budget de l'État.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018 [2] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires une somme fixe annuelle à allouer ensuite aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil et présentées dans la présente politique de rémunération.

Le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 a décidé de soumettre à l'Assemblée générale qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022 une enveloppe annuelle de rémunération des administrateurs de 530 000 euros pour l'exercice 2023.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle, applicables depuis l'exercice 2011, sont réexaminées chaque année par le Conseil d'administration lors de l'approbation de la politique de rémunération des mandataires sociaux. Elles ont été confirmées par le Conseil lors de sa réunion du 16 février 2023. Hors supplément éventuel de rémunération (voir ci-après), le montant de l'enveloppe se

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.

(2) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018.

répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

Le montant de l'enveloppe de rémunération pour 2023 de 530 000 euros tient compte d'un supplément de rémunération d'un montant de 90 000 euros que le Conseil d'administration a décidé d'allouer aux administrateurs indépendants ayant participé au Groupe de travail constitué par le Conseil en application de l'article 14 de son règlement intérieur dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités *nuclear steam power* de General Electric et aux administrateurs indépendants ayant participé au Comité *ad hoc* constitué par le Conseil d'administration conformément à l'article 261-1 du règlement général de l'AMF et à la recommandation AMF n° 2006-15 dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée lancée par l'État (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2022 »). Sur le montant total de l'enveloppe, le Conseil a décidé d'allouer la somme de 30 000 euros aux présidents du Groupe de travail et du Comité *ad hoc* et la somme de 10 000 euros aux administrateurs indépendants membres du Groupe de travail et du Comité *ad hoc*, les règles décrites ci-dessus concernant la répartition des rémunérations versées aux administrateurs au titre de leur mandat demeurant par ailleurs inchangées.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2023, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

4.6.2 Rémunération globale du Président-Directeur Général

Les tableaux ci-dessous présentent les éléments de la rémunération de Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société jusqu'à la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF le 23 novembre 2022, ainsi que les éléments de la rémunération de Luc Rémont à partir de cette date.

4.6.2.1 Rémunération du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL [1]

(en euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	453 660 [2]	453 660
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice [3]	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice [3]	néant	néant
TOTAL	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Montant qui aurait été dû pour une année entière, en cas d'exercice du mandat du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022.
(3) Comme indiqué à la section 4.6.4 « Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites », la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et le dirigeant mandataire social ne bénéficie pas d'attributions gratuites d'actions.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL [1]

(en euros)	Exercice 2022	Exercice 2021
Luc Rémont, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	48 006 [2]	n.a.
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	n.a.
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice [3]	néant	n.a.
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice [3]	néant	n.a.
TOTAL	**48 006**	**n.a.**

n.a. : non applicable.

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Montant dû prorata temporis à compter de la nomination de M. Rémont en qualité de Président-Directeur Général.
(3) Comme indiqué à la section 4.6.4, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et le dirigeant mandataire social ne bénéficie pas d'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures versées à Jean-Bernard Lévy et à Luc Rémont au cours des exercices 2021 et 2022 ou dues au titre des exercices 2021 et 2022.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL [1]

	Exercice 2022		Exercice 2021	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000 [2]	403 977 [3]	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature [4]	3 660 [2]	3 355 [3]	3 660	3 660
TOTAL	**453 660**	**407 332**	**453 660**	**453 660**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Montant qui aurait été dû pour une année entière, en cas d'exercice du mandat du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2022.
(3) Montant versé calculé prorata temporis jusqu'à la date de démission de Jean-Bernard Lévy.
(4) Avantage correspondant à la mise à disposition d'une voiture de fonction.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL [1]

	Exercice 2022		Exercice 2021	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	47 727 [2]	47 727 [3]	n.a	n.a.
Rémunération variable	néant	néant	n.a	n.a.
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	n.a	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	n.a	n.a.
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	n.a	n.a.
Avantages en nature [4]	279 [2]	0 [5]	n.a	n.a.
TOTAL	**48 006**	**47 727**	**n.a**	**n.a.**

n.a. : non applicable.

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2021-02 de l'AMF.
(2) Montant dû prorata temporis à compter de la nomination de M. Rémont en qualité de Président-Directeur Général.
(3) Montant versé calculé prorata temporis à compter de la nomination de M. Rémont en qualité de Président-Directeur Général.
(4) Avantage correspondant à la mise à disposition d'une voiture de fonction.
(5) Le montant de ces avantages en nature sera comptabilisé début 2023.

4.6.2.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2022

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2022 a examiné la politique de rémunération de Jean-Bernard Lévy, en sa qualité de Président-Directeur Général, et a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2022. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle de Jean-Bernard Lévy au titre de l'exercice 2022. La rémunération du Président-Directeur Général comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

Compte tenu de la démission de Jean-Bernard Lévy de ses mandats d'administrateur et de Président-Directeur Général d'EDF, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 17 novembre 2022 a examiné la proposition de rémunération concernant le nouveau Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022 et a décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien, au profit de Luc Rémont, des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général. Concomitamment à la proposition faite par le Conseil d'administration au Président de la République de nommer Luc Rémont Président-Directeur Général de la Société (voir la section 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général »), le Conseil d'administration, sur proposition du Comité, a décidé, lors de sa réunion du 18 novembre 2022, de fixer à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du nouveau Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2022, en conformité avec la politique de rémunération 2022 approuvée par l'Assemblée générale le 12 mai 2022, et a décidé que cette rémunération serait calculée *prorata temporis* à compter de la nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République.

Rémunération au titre de l'exercice 2023

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 8 février 2023 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2023. Sur proposition du Comité, le Conseil réuni le 16 février 2023 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2023, tout en relevant que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret n°53-707 du 9 août 1953 par le décret n°2012-915 du 26 juillet 2012 n'avait pas été réhaussé depuis cette date. La rémunération de Luc Rémont comporte également des avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.2.3 Autres éléments de rémunération

En 2022, Jean-Bernard Lévy et Luc Rémont n'ont perçu aucune rémunération au titre de leurs mandats d'administrateur et de Président du Conseil d'administration d'EDF. Ils n'ont par ailleurs perçu aucune rémunération au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action à Jean-Bernard Lévy et Luc Rémont en 2022, et aucune option n'a été exercée par eux au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement à Jean-Bernard Lévy et Luc Rémont au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucun avantage ou indemnité à raison de la cessation de son mandat de Président-Directeur Général en 2022. Il ne bénéficiait pas non plus, de la part de la Société, d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence, d'un contrat de travail ni d'un régime de retraite supplémentaire.

Luc Rémont n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF. Il ne bénéficie, de la part de la Société, d'aucune indemnité ou d'aucun avantage dû ou susceptible d'être dû à raison de la cessation ou du changement de ses fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence. Il n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société et ne bénéficie pas d'un régime de retraite supplémentaire.

4.6.3 Rémunération globale des administrateurs

Rémunérations attribuées et versées aux administrateurs en 2022

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 12 mai 2022 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une somme fixe annuelle à allouer aux administrateurs en rémunération de leur mandat de 440 000 euros pour l'exercice 2022.

Les modalités de répartition de cette enveloppe, qui sont réexaminées annuellement par le Conseil d'administration lors de l'approbation de la politique de rémunération des mandataires sociaux, demeurent inchangées depuis l'exercice 2011 (voir le détail à la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs »).

Le Conseil d'administration réuni le 16 février 2023 (voir la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération applicable aux administrateurs») a décidé d'allouer un supplément de rémunération aux administrateurs indépendants ayant participé au Groupe de travail constitué par le Conseil en application de l'article 14 de son règlement intérieur dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités *nuclear steam power* de General Electric et aux administrateurs indépendants ayant participé au Comité *ad hoc* constitué par le Conseil conformément à l'article 261-1 du règlement général de l'AMF et la recommandation AMF n°2006-15 dans le cadre de l'offre publique d'achat simplifiée lancée par l'Etat (voir la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2022»). Ce supplément de rémunération s'élève, pour l'ensemble des administrateurs concernés, à un total de 90 000 euros. Le montant de l'enveloppe de rémunération des administrateurs pour l'exercice 2023 de 530 000 euros, qui sera soumise à l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2022 tient compte de ce supplément de rémunération.

Les administrateurs élus par les salariés, qui ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'administrateur, perçoivent des rémunérations fixes et/ou variables au titre de leurs contrats de travail avec la Société.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée au cours des exercices 2021 et 2022, ni attribuée au titre des exercices 2021 et 2022, aux administrateurs par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Les tableaux ci-dessous font apparaître les montants bruts des rémunérations attribuées au titre des exercices 2021 et 2022 et versées au cours des exercices 2021 et 2022 aux membres du Conseil d'administration au titre de leur mandat, en application des articles L. 225-45 et L. 22-10-14 du Code de commerce.

	Exercice 2022		Exercice 2021	
Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2022	Rémunération attribuée en 2022 (1)	Rémunération versée en 2022 (2)	Rémunération attribuée en 2021 (1)	Rémunération versée en 2021 (2)
Nathalie Collin	41 107	29 205	19 205	0
Bruno Crémel	39 889	40 149	40 149	40 000
Gilles Denoyel	40 295	41 238	41 238	40 714
Anne-Marie Descôtes (3)	3 471	n.a.	n.a.	n.a.
Delphine Gény-Stephann (3)	25 724	2 735	n.a.	n.a.
Marie-Christine Lepetit	43 948	46 139	46 139	44 286
Colette Lewiner	40 701	46 139	46 139	47 143
Claire Pedini	41 919	43 960	43 960	45 000
Philippe Petitcolin	41 107	39 059	39 059	33 571
Luc Rémont (3)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau	41 107	39 604	39 604	38 571
Alexis Zajdenweber (3)	12 335	n.a.	n.a.	n.a.
TOTAL *(en euros)*	**371 603**	**328 228**	**315 493**	**289 285**

n.a. : non applicable.

(1) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de cet exercice.

(2) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent, ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

(3) Administrateurs dont le mandat a débuté au cours de l'exercice 2022.

	Exercice 2022		Exercice 2021	
Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2022	Rémunération attribuée en 2022 [1]	Rémunération versée en 2022 [2]	Rémunération attribuée en 2021 [3]	Rémunération versée en 2021 [4]
Véronique Bédague-Hamilius	12 136	28 701	31 436	37 857
François Delattre	23 869	35 792	35 792	35 000
Céline Fornaro	9 196	166	n.a.	n.a.
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Martin Vial	16 867	38 491	40 149	39 286
TOTAL *(EN EUROS)*	**62 068**	**103 150**	**107 377**	**112 143**

n.a. : non applicable.

(1) Les rémunérations attribuées en 2022 comprennent la part fixe due au titre de 2022, déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice, ainsi que la part variable au titre de l'exercice 2022.

(2) Les versements réalisés en 2022 comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice 2021, ainsi que la part fixe due au titre de 2022 déterminée au prorata de la durée du mandat sur l'exercice.

(3) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de cet exercice.

(4) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent, ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

	Exercice 2022		Exercice 2021	
Administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021	Rémunération attribuée en 2022	Rémunération versée en 2022 [1]	Rémunération attribuée en 2021 [2]	Rémunération versée en 2021 [3]
Laurence Parisot	n.a.	5 990	12 924	35 505
TOTAL *(EN EUROS)*	**n.a.**	**5 990**	**12 924**	**35 505**

n.a. : non applicable.

(1) Les versements réalisés en 2022 comprennent la totalité de la part variable au titre de l'exercice 2021 versée début 2022.

(2) Les rémunérations attribuées au titre d'un exercice comprennent la totalité de la part fixe et de la part variable dues au titre de cet exercice.

(3) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent ainsi que 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

4.6.4 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions [1].

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

5 PERFORMANCE FINANCIÈRE ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 2022 336

5.1.1 Chiffres clés 336

5.1.2 Éléments de conjoncture 337

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2022 et 2021 343

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements 349

5.1.5 Perspectives financières 351

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 351

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 357

5.3 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À L'ARRÊTÉ DES COMPTES 357

5.4 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS À FIN FÉVRIER 2023 358

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2022

5.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2022.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	143 476	84 461	59 015	69,9	69,4
EBE	(4 986)	18 005	(22 991)	n.a	n.a
Résultat d'exploitation	(19 363)	5 225	(24 588)	n.a	n.a
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(22 916)	5 585	(28 501)	n.a	n.a
Résultat net part du Groupe	(17 940)	5 113	(23 053)	n.a	n.a
Résultat net courant [1]	(12 662)	4 717	(17 379)	n.a	n.a
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	(13 268)	4 170	(17 438)	n.a	n.a
Cash-flow Groupe [2]	(24 603)	(1 525)	(23 078)	n.a	n.a
Endettement financier net [3]	64 500	42 988	21 512	50,0	n.a

n.a : non applicable

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir la section 5.1.3.6 « Résultat net courant »).

(2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5.1.4)

(3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir la section 5.1.4).

5.1.2 Éléments de conjoncture

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Durant l'année 2022, les prix spot moyens de l'électricité ont été significativement supérieurs à ceux de 2021 partout en Europe.

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe [(1)]

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2022 en base *(€/MWh)*	275,8	240,1	307,3	244,5
Variation 2022/2021 des moyennes en base	+ 152,7 %	+ 74,5 %	+ 144,5 %	+ 134,9 %
Moyenne 2022 en pointe *(€/MWh)*	317,1	274,2	342,6	272,4
Variation 2022/2021 des moyennes en pointe	+ 148,9 %	+ 69,5 %	+ 142,0 %	+ 126,1 %

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 275,8 €/MWh en base et à 317,1 €/MWh en pointe en 2022, en hausse de respectivement 166,7 €/MWh et 189,7 €/MWh par rapport à 2021.

Cette forte augmentation s'explique par la conjonction de deux facteurs :

- une forte augmentation des prix des commodités, notamment du gaz, qui a entraîné une hausse importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques ;
- une production en baisse de 80,4 TWh par rapport à 2021 portée par une diminution de la production nucléaire (- 81,7 TWh) et hydraulique (- 13,7 TWh) qui se sont établies respectivement à 279,0 TWh et 41,9 TWh en 2022. Leur baisse a été partiellement compensée par une augmentation de la production à partir de centrales à gaz de + 9,5 TWh (+ 29,5 % vs 2021) et par une hausse de la production photovoltaïque et éolienne respectivement de 4,3 TWh et 1,7 TWh.

Malgré une baisse de la demande, qui s'est établie à 444,7 TWh en 2022 (- 20,9 TWh par rapport à 2021), la France a été importatrice nette de 16,8 TWh alors qu'elle est traditionnellement exportatrice nette (à hauteur de 44,3 TWh en 2021). En 2022, la France a été massivement importatrice nette depuis la zone CWE, la Grande-Bretagne et l'Espagne (respectivement de 27,4 TWh, 9,9 TWh et 9,7 TWh) mais est restée exportatrice nette vers l'Italie et la Suisse (respectivement de 18,0 TWh et 12,2 TWh).

Au **Royaume-Uni**, les prix spot moyens de l'électricité ont augmenté de 102,6 €/MWh par rapport à l'année 2021. Ils s'établissent en moyenne à 240,1 €/MWh en 2022. Cette hausse est la conséquence directe des tensions sur les commodités du fait de la guerre en Ukraine. La baisse de la demande et une production solaire et éolienne en hausse, ainsi que des imports massifs de GNL ont permis de contenir la hausse des prix au deuxième semestre.

En **Italie**, les prix spot ont augmenté de 181,6 €/MWh par rapport à 2021 pour s'établir en moyenne à 307,3 €/MWh. Ils sont en forte hausse depuis le début de l'année, comme les prix du gaz et du CO_2, en lien avec la guerre en Ukraine et dans un contexte de hausse de la demande pendant le premier semestre. La baisse de prix des commodités à partir de septembre ainsi que la diminution de la demande ont permis de contenir la hausse des prix en fin d'année.

En **Belgique**, les prix spot ont augmenté de 140,4 €/MWh par rapport à l'année 2021, s'établissant en moyenne à 244,5 €/MWh en 2022. Cette hausse s'explique par la forte augmentation des prix du gaz et du CO_2 malgré une baisse prononcée de la demande, notamment pendant le dernier trimestre 2022.

5

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Belpex pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en base en 2022 *(€/MWh)*	368,5	289,8	269,7	253,2
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 285,9 %	+ 201,8 %	+ 178,4 %	+ 194,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en base en fin d'année 2022 *(€/MWh)*	271,7	243,2	223,0	206,0
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en pointe en 2022 *(€/MWh)*	600,7	350,1	308,1	315,4
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 390,4 %	+ 216,4 %	+ 189,7 %	+ 206,8 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en pointe en fin d'année 2022 *(€/MWh)*	367,9	321,7	268,3	253,2

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en forte hausse par rapport à l'année 2021 du fait principalement de la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO_2).

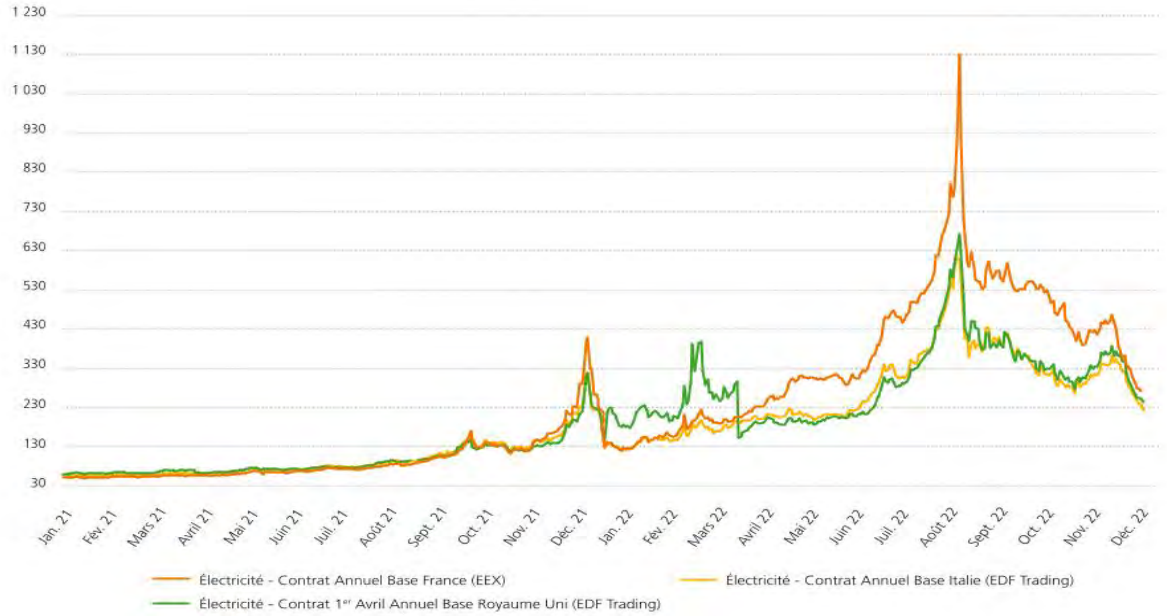
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 368,5 €/MWh en 2022, en hausse de 285,9 % par rapport à l'année 2021. Cette augmentation reflète la hausse des prix des commodités et l'anticipation par le marché d'un équilibre offre-demande tendu en raison de la faible disponibilité nucléaire prévisionnelle. Le prix à terme N+1 a augmenté pendant tout le premier semestre pour atteindre 1 130 €/MWh, le 26 août 2022. Il a nettement reculé pendant le second semestre et clôturé l'année à 271,7 €/MWh. En effet, le niveau élevé de stocks de gaz et l'importation de GNL, ainsi que des températures plus douces ont rassuré les marchés.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base a augmenté de 201,8 % par rapport à 2021, dans le sillage du prix des commodités, pour s'établir à 289,8 €/MWh en moyenne sur l'année 2022.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 s'établit en moyenne à 269,7 €/MWh en 2022 soit une hausse de + 178,4 % par rapport à l'année 2021. Cette évolution est liée à l'augmentation des prix des commodités depuis le début de l'année. Le prix du CO_2 est resté volatil pendant toute l'année en hausse soutenant ainsi le prix de l'électricité. Ce dernier a augmenté sur l'année du fait de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse de 194,2 % par rapport à 2021, s'établissant en moyenne à 253,2 €/MWh en 2022 du fait de la hausse des prix des commodités.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (N+1) en €/MWh



(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;
Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;
Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

5.1.2.1.3 Évolution du prix des quotas d'émission de CO_2

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 82,8 €/t en 2022, en très nette hausse par rapport à 2021 (+ 53,4 % ou + 28,8 €/t).

En début d'année, la guerre en Ukraine a provoqué une forte volatilité des prix. La réduction des approvisionnements en gaz en provenance de Russie a poussé de nombreux États européens à envisager un recours accru au charbon et donc à acquérir des quotas d'émissions. Les prix ont également évolué au gré des prises de positions d'acteurs purement financiers contribuant à la volatilité du quota dès le début d'année.

L'accord européen signé en fin d'année sur la réforme du marché du CO_2 vise un plafond d'émission d'ici à 2030 abaissé à - 62 % par rapport au niveau de 2005 (à comparer au - 43 % de la législation actuelle). Il se traduira par une diminution de 2 milliards d'euros des quotas. De plus, un accord a été trouvé sur la suppression graduelle des allocations gratuites de quotas qui seront remplacées par le CBAM (mécanisme d'ajustement carbone au frontière, qui vise à tenir compte de l'empreinte carbone des produits importés).

Évolution du prix des quotas de CO_2 – livraisons en décembre de l'année N+1 (ICE) [1]

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles [2]

	Charbon (US$/t)	Pétrole (US$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2022	221,7	99,1	82,8
Variation 2022/2021 des moyennes annuelles	+ 133,8 %	+ 39,7 %	+ 178,5 %
Plus haut sur l'année 2022	342,4	128,0	231,5
Plus bas sur l'année 2022	90,8	76,1	29,4
Prix au 31 décembre 2022	184,5	85,9	69,6
Prix au 31 décembre 2021	99,3	77,8	50,0

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 221,7 $/t en 2022 (+ 133,8 % ou 126,8 $/t par rapport à l'année 2021).

Plusieurs facteurs expliquent la forte augmentation et la volatilité du prix du charbon :

- la crise énergétique depuis octobre 2021, en particulier sur le marché du gaz, a entraîné un recours accru aux moyens charbon et une baisse des stocks en Europe ;
- des aléas climatiques défavorables (en Indonésie et en Australie) et des difficultés de transport ferroviaire réduisant les exports (Australie et Afrique du Sud) ;
- la réduction de la demande chinoise en raison des confinements successifs, contrebalancée par les besoins indiens en lien avec la croissance du pays et des vagues de chaleur locales ;
- l'embargo sur le charbon russe à partir du 15 août 2022 décidé par l'Union européenne début avril 2022 ;
- la réduction des flux de gaz en provenance de Russie conduisant plusieurs pays européens à prendre des mesures de relance de la production d'électricité à partir de centrales à charbon.

Le cours a cependant baissé en fin d'année en raison des stocks de charbon dans les ports européens proches des plus hauts historiques.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase IV (2021-2030).
(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US$/t) ;
Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month – en US$/baril) ;
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord – en €/MWhg).

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 99,1 $/bbl sur l'année 2022 (+ 39,7 % ou 28,2 $/bbl par rapport à l'année 2021). Dans un contexte de marché tendu, les prix ont été soutenus par une contraction de l'offre et les tensions géopolitiques.

Les embargos décidés par l'Union européenne, le Royaume-Uni et les États-Unis, dans le contexte de la guerre en Ukraine, ont maintenu le prix à des niveaux élevés. Tout au long de l'année, le cours a évolué selon les tensions géopolitiques lié à la guerre d'une part, le risque de récession mondiale et les confinements successifs décidés en Chine pour lutter contre l'épidémie de Covid-19 sévissant dans le pays d'autre part.

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'établit en moyenne à 82,8 €/MWhg en 2022 (+ 178,5 % ou + 53,1 €/MWh par rapport à l'année 2021). La crise énergétique déjà installée depuis octobre 2021 s'est exacerbée en 2022 avec la guerre en Ukraine. La réduction successive des flux de gaz en provenance de Russie a poussé les prix à des niveaux historiques, culminant à 231,5 €/MWhg le 26 août 2022.

Cependant, les tensions se sont fortement atténuées suite à l'annonce par l'Union européenne d'une intervention coordonnée sur les marchés du gaz et de l'électricité début septembre. Par la suite, le haut niveau des stocks européens pendant l'ensemble du dernier trimestre et l'arrivée massive de GNL en Europe ont permis une détente du prix.

Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole

5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France affiche une baisse de 21 TWh, soit - 4,5 %. Les températures plus douces pendant l'hiver 2021-2022 ont entraîné une baisse de 8 TWh de consommation pour le chauffage. Néanmoins, la forte chaleur pendant l'été a entraîné une hausse de la consommation de plus de 3 TWh principalement pour l'utilisation de la climatisation. Par ailleurs, la sensibilisation à la sobriété auprès des clients et la forte hausse des prix, conduisant certaines entreprises à réduire leur activité, ont contribué à cette tendance. Les baisses de consommation ont atteint plus de 10 % en décembre.

La **consommation en gaz** sur l'année 2022 a baissé de 9,8 % par rapport à 2021 en raison d'un temps doux et de prix plus élevés qui ont limité la demande.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2022, la **consommation d'électricité** et la **consommation de gaz** ont baissé respectivement de 6 % et de 15 % par rapport à 2021. Elles s'expliquent principalement par des prix plus élevés et par un climat plus doux.

5.1.2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2022, la **consommation d'électricité** en Italie [1] s'est établie à 315,6 TWh, en réduction de 0,8 % par rapport à 2021. Pendant le premier semestre, elle a augmenté dans un contexte de reprise de l'activité après la crise sanitaire et de températures plus élevées enregistrées en mai et juin qui ont augmenté les besoins de climatisation. En revanche, elle a légèrement baissé au second semestre en raison d'un climat plus doux.

La demande de gaz naturel en Italie s'est établie à 69 bcm en réduction de 9,6 % par rapport à 2021. La consommation industrielle a diminué de 15,0 % en raison de la forte augmentation des coûts des matières premières et des commodités. Et la consommation résidentielle a reculé de 11,4 % en raison d'un climat doux et de prix élevés.

(1) Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté le 1er février 2022 + 4 % TTC en moyenne, pour l'ensemble des consommateurs, résidentiels ou professionnels. Cette augmentation résulte de la mise en place d'un « bouclier tarifaire » décidé par le gouvernement et destiné à protéger les consommateurs face à la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie. Les tarifs réglementés de vente d'électricité HT ont été gelés jusqu'à la fin de l'année 2022 dans le cadre du « bouclier tarifaire ». Ainsi, le 1er août 2022, l'augmentation proposée par la Commission de régulation de l'énergie de 4,10 % HT pour les clients résidentiels (et 3,73 % pour les clients professionnels) n'a pas été appliquée.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz (SVT) a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond était actualisé tous les 6 mois pour tenir compte notamment de l'évolution des prix de marché pendant les 6 mois précédents. La forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie depuis septembre 2021 n'a été reflétée que progressivement dans les tarifs SVT du fait de cette formule, avec deux hausses successives de 54 % en avril 2022 et 80 % en octobre 2022.

En conséquence, l'Ofgem a mené des consultations concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs. Celles-ci ont notamment abouti à la mise en place de premières mesures de stabilisation en cas de trop forte variation des prix ainsi qu'à une fréquence trimestrielle de mise à jour du plafond SVT à partir d'octobre 2022.

Compte tenu des fortes augmentations des tarifs SVT, le gouvernement britannique a également annoncé des mesures de soutien aux consommateurs avec notamment un rabais sur la facture d'énergie de 400 £, une limitation de la facture d'électricité et de gaz à 2 500 £ puis à 3 000 £ par an pour un foyer type (la différence étant financée par le gouvernement), ainsi que d'autres aides pour les foyers les plus vulnérables. Un dispositif similaire de limitation du prix de gros appliqué aux clients professionnels a également été mis en place d'octobre 2022 à mars 2023.

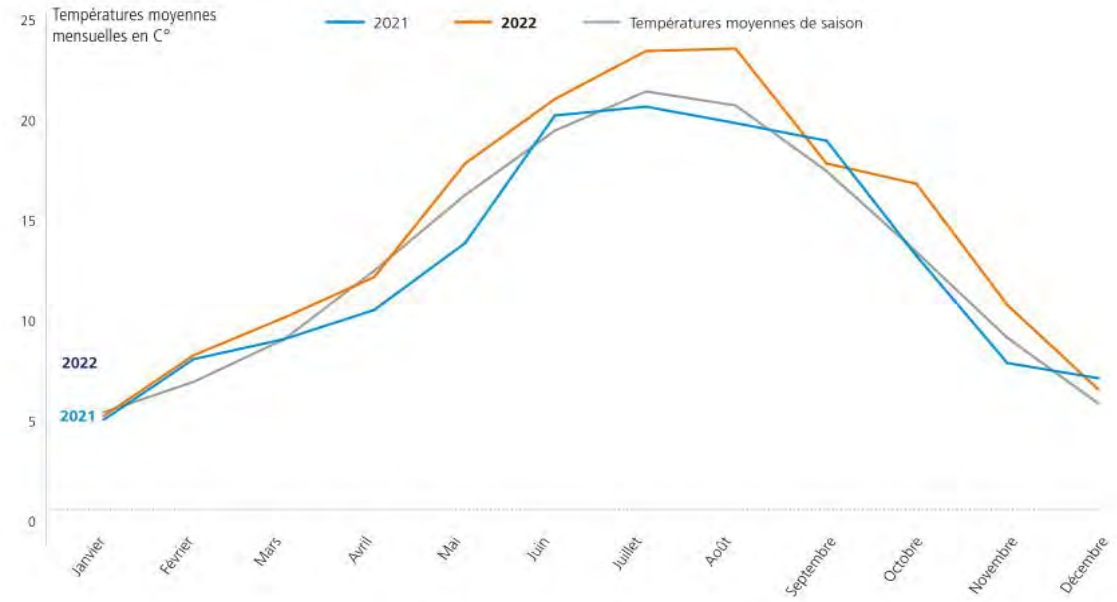
En **Italie**, le prix moyen 2022 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 304 €/MWh, en hausse de 142,3 % par rapport au 2021 (125,5 €/MWh). Cette hausse s'explique par la crise énergétique et l'instabilité géopolitique provoquée par la guerre en Ukraine. Pendant les neuf premiers mois, le PUN s'est établi à un niveau sensiblement plus haut qu'en 2021, pour revenir à un niveau similaire à celui de 2021. Le prix du gaz spot a augmenté de 165,9 % par rapport à 2021 pour s'établir à 129 c€/smc en raison des tensions géopolitiques, de l'incertitude croissante sur l'offre de gaz par gazoduc en provenance de Russie et de l'équilibre précaire entre l'offre et la demande.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

5.1.2.4.1 Températures en France

Avec une température moyenne en France de 14 °C, 2022 a été l'année la plus chaude depuis 1980 [1]. Les mois de mai et d'octobre ont été particulièrement chauds (les plus chauds depuis 1980). Ainsi, 253 jours ont connu des températures supérieures à la normale. L'année 2022 a contribué au réchauffement en France poursuivant la tendance linéaire d'environ + 0,4 °C par décennie.

Températures [1] [2] mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Données Météo France.

(1) Date de début des statistiques de la température en France. 32 villes utilisées à la DOAAT et chez d'autres opérateurs du secteur de l'électricité.

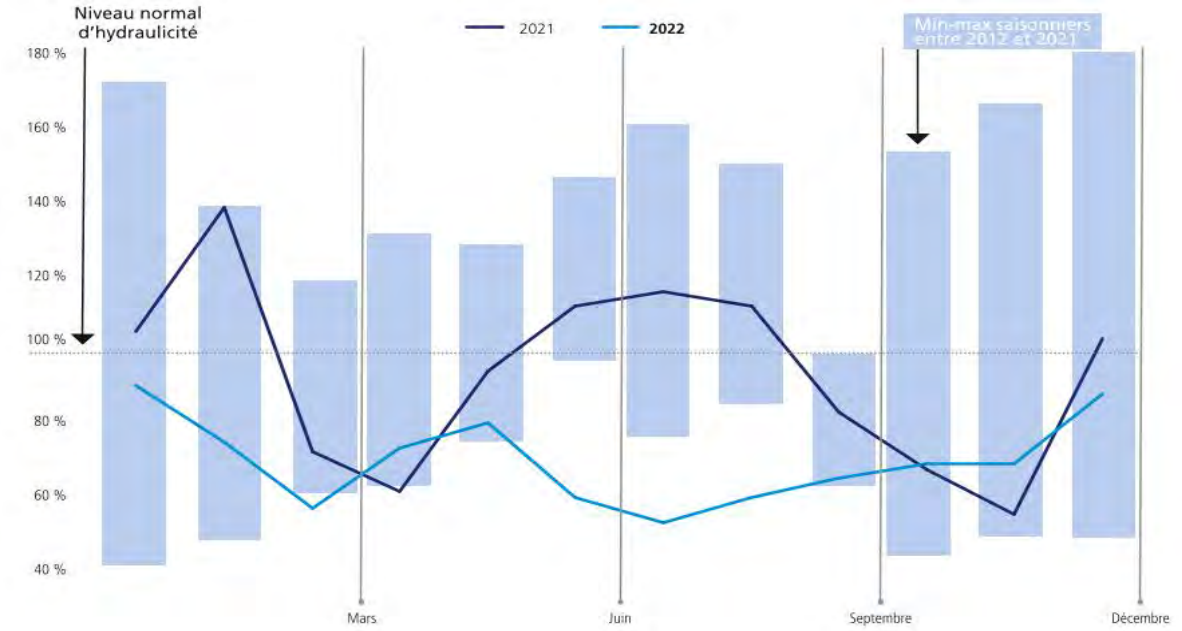
5.1.2.4.2 Pluviométrie en France

L'année 2022 a été marquée par une hydraulicité historiquement basse.

Le niveau de remplissage des réservoirs au début de l'été était particulièrement bas. Il s'explique par la situation de pré-sécheresse et un stock neigeux accumulé durant l'hiver 2021/22 particulièrement faible, associé à une fonte nivale rapide concentrée sur le mois de mai. Le déficit pluviométrique important s'est poursuivi pendant l'été, auquel se sont ajoutées 3 canicules intenses entraînant des niveaux de débit des fleuves particulièrement bas.

Les précipitations du second semestre ont permis une remontée progressive de l'hydraulicité qui est restée déficitaire avec un indice annuel le plus faible depuis plus de 60 ans à 0,71 contre 0,94 en 2021.

Hydraulicité en France*



Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

5.1.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2022 et 2021

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2022 et 2021 se déclinent par segment (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2022	2021
Chiffre d'affaires	**143 476**	**84 461**
Achats de combustible et d'énergie	(121 010)	(44 299)
Autres consommations externes [(1)]	(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	367	4 262
EBE	**(4 986)**	**18 005**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(849)	(215)
Dotations aux amortissements	(11 079)	(10 789)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 762)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	(687)	(1 123)
Résultat d'exploitation	**(19 363)**	**5 225**
Coût de l'endettement financier brut	(1 730)	(1 459)
Effet de l'actualisation	174	(2 670)
Autres produits et charges financiers	(1 997)	4 489
Résultat financier	**(3 553)**	**360**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**(22 916)**	**5 585**
Impôts sur les résultats	3 926	(1 400)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	759	644
Résultat net des activités en cours de cession	6	(1)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**(18 225)**	**4 828**
Dont Résultat net – part du Groupe	**(17 940)**	**5 113**
Résultat net des activités poursuivies	(17 946)	5 114
Résultat net des activités en cours de cession	6	(1)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**(285)**	**(285)**
Activités poursuivies	(285)	(285)
Activités en cours de cession	-	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

5.1.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 143 476 millions d'euros en 2022, en hausse de 59 015 millions d'euros (+ 69,9 %) par rapport à 2021. Hors effets de change (+ 501 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 131 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 69,4 %.

5.1.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**143 476**	**84 461**	**59 015**	**69,9**	**69,4**

5

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments :

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation [1]	48 686	33 182	15 504	46,7	46,7
France – Activités régulées [2]	18 082	17 564	518	2,9	2,9
EDF Renouvelables	2 158	1 767	391	22,1	17,5
Dalkia	6 663	5 196	1 467	28,2	28,2
Framatome	4 122	3 362	760	22,6	16,8
Royaume-Uni	16 098	10 114	5 984	59,2	61,3
Italie	29 302	11 212	18 090	161,3	160,1
Autre international	5 659	3 353	2 306	68,8	57,7
Autres métiers	19 724	3 905	15 819	n.a	n.a
Éliminations inter-segments	(7 018)	(5 194)	(1 824)	n.a	n.a
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**143 476**	**84 461**	**59 015**	**69,9**	**69,4**

n.a : non applicable

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

5.1.3.1.1.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 48 686 millions d'euros, en hausse de 15 504 millions d'euros (+ 46,7 % en organique).

Sur le marché Aval, la forte hausse des prix de marché entraîne une hausse des recettes de 7 232 millions d'euros, montant intégrant l'impact du bouclier tarifaire visant à limiter la hausse à 4 % TTC des tarifs réglementés de vente d'électricité (notamment hausse du plafond ARENH et bouclier tarifaire) pour - 1 410 millions d'euros (sans impact en EBE).

Le climat plus doux en 2022 a un impact négatif de 478 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en hausse de 895 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels décidée par décret au mois de mars (effet négatif en EBE).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 4 956 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché spot et *forward* depuis le troisième trimestre 2021 (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont également un impact positif de 570 millions d'euros.

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz à hauteur de + 2 404 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires (sans impact significatif sur l'EBE).

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 279 TWh, en baisse de 81,7 TWh par rapport à 2021. Cette baisse s'explique principalement par les arrêts de tranches liés aux contrôles de détection et aux réparations de la corrosion sous contrainte. La production hydraulique brute s'élève à 32,4 TWh [1], en baisse de 9,4 TWh par rapport à 2021. Cette baisse est liée principalement à une hydraulicité très faible en 2022 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En conséquence, les centrales thermiques ont été sollicitées à hauteur de 11,2 TWh, soit + 0,7 TWh par rapport à 2021, dans un contexte de conditions de prix favorables et malgré l'arrêt d'une tranche à charbon du Havre fin mars 2021.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 12,8 TWh, dont 5,9 TWh liés à l'impact du climat. La baisse des consommations (principalement en fin d'année grâce à une meilleure sobriété énergétique) est estimée à - 5,4 TWh.

EDF est acheteur net sur les marchés de gros à hauteur de 13,8 TWh, du fait de la forte baisse des productions nucléaire et hydraulique, alors qu'il était vendeur net en 2021 à hauteur de 69,5 TWh.

5.1.3.1.1.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 18 082 millions d'euros, en hausse de 518 millions d'euros (+ 2,9 %) par rapport à 2021.

Les chiffres d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** et de **SEI-PEI** sont en hausse de + 653 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse HT des TRV.

La baisse du chiffre d'affaires d'**Enedis** [2] de 130 millions d'euros est liée essentiellement à un effet volume (- 345 millions d'euros) et à un effet climat défavorable (- 365 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par un effet prix favorable (+ 526 millions d'euros) du fait notamment de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution d'une part, et de la hausse des recettes liées aux raccordements (+ 66 millions d'euros) d'autre part.

5.1.3.1.1.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 2 158 millions d'euros, en hausse organique de 310 millions d'euros (+ 17,5 %) par rapport à 2021 grâce à une meilleure production des parcs en exploitation. Les volumes produits s'élèvent à 20,6 TWh à fin 2022, en hausse organique de 21 % par rapport à 2021, du fait en particulier des mises en services réalisées au second semestre 2021 et en 2022 et de meilleures conditions de vent, notamment en Amérique du Nord, au Royaume-Uni et au Brésil. Des effets prix positifs au Royaume-Uni, contribuent aussi à cette croissance.

5.1.3.1.1.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 663 millions d'euros, en hausse organique de 1 466 millions d'euros (+ 28,2 %) par rapport à 2021.

Cette évolution est principalement liée à la forte hausse du prix du gaz qui a plus que doublé par rapport à 2021. Le chiffre d'affaires bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 25 TWh (35,9 TWh en 2021).

(2) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

5.1.3.1.1.5 Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 4 122 millions d'euros en 2022, en croissance organique de 16,8 % par rapport à 2021.

Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

5.1.3.1.1.6 Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 16 098 millions d'euros, en hausse organique de 6 203 millions d'euros (+ 61,3 %) par rapport à 2021.

Cette augmentation s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie et à une production nucléaire en hausse de 1,9 TWh à 43,6 TWh, liée à une bonne disponibilité du parc et à un programme de maintenance moins chargé, malgré la fermeture de Hunterston B en janvier et de Hinkley Point B en août 2022.

5.1.3.1.1.7 Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 29 302 millions d'euros, en hausse organique de 17 952 millions d'euros (+ 160,1 %) par rapport à 2021.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en forte croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec toutefois un effet limité sur la marge). Cette tendance s'explique également par une hausse des volumes vendus.

Dans les activités électricité, la croissance du chiffre d'affaires des activités électricité est également liée à la très forte hausse des prix de marché, avec un impact limité en EBE.

5.1.3.1.1.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 5 659 millions d'euros, en hausse organique de 1 936 millions d'euros par rapport à 2021 (+ 57,7 %).

En Belgique [1], le chiffre d'affaires est en hausse organique de 1 918 millions d'euros (+ 76,6 %) par rapport à 2021. Cette évolution résulte de la hausse des prix d'électricité et du gaz ainsi que celle des volumes vendus aux clients. Le portefeuille clients est en légère progression malgré un contexte de marché marqué par une forte intensité concurrentielle. Le parc thermique, plus fortement sollicité a permis une augmentation des services rendus au système électrique. Le parc éolien est en développement, avec une capacité nette installée de 620 MW à fin 2022. En revanche, la sécheresse a pesé sur la performance des actifs hydrauliques.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en baisse de 43 millions d'euros en organique (- 6,9 %), du fait notamment de la baisse des ventes à l'export. En 2022, l'effet change est favorable (appréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en progression de 67 millions d'euros en organique (+ 34,0 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

5.1.3.1.1.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 19 724 millions d'euros, en hausse organique de 16 033 millions d'euros par rapport à 2021.

- le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 12 410 millions d'euros, en augmentation organique de 10 550 millions d'euros par rapport à 2021. Cette évolution s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+6 945 millions d'euros) et celle des volumes vendus (+5 464 millions d'euros) ;
- le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 7 038 millions d'euros, en hausse organique de 5 457 millions d'euros par rapport à 2021, expliqué par la performance des activités en Europe et aux États-Unis, dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

5.1.3.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à - 4 986 millions d'euros au 31 décembre 2022, en baisse organique de 128,2 % par rapport à 2021. Malgré une forte hausse du chiffre d'affaires soutenue par les prix de l'électricité et du gaz, l'EBE est en net recul en 2022. Cette baisse s'explique, en France, essentiellement par le recul de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, par l'impact des mesures régulatoires exceptionnelles en vue de limiter la hausse des prix pour les consommateurs en 2022 et, dans une moindre mesure, par la baisse de la production hydraulique. Ces événements ont conduit le Groupe à acheter de l'électricité dans un contexte de prix de marché très élevés. L'EBE bénéficie en revanche de la performance exceptionnelle d'EDF Trading dans un contexte de forte volatilité des marchés, et d'une meilleure production nucléaire au Royaume-Uni.

5

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**143 476**	**84 461**	**59 015**	**69,9**	**69,4**
Achats de combustible et d'énergie	(121 010)	(44 299)	(76 711)	173,2	173,0
Autres consommations externes	(9 420)	(8 595)	(825)	9,6	8,4
Charges de personnel	(15 236)	(14 494)	(742)	5,1	4,2
Impôts et taxes	(3 163)	(3 330)	167	- 5,0	- 6,2
Autres produits et charges opérationnels	367	4 262	(3 895)	- 91,4	- 93,1
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**(4 986)**	**18 005**	**(22 991)**	**N.A**	**N.A**

5.1.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 121 010 millions d'euros en 2022, en hausse organique de 76 627 millions d'euros (+ 173 %) par rapport à 2021.
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 42,2 milliards d'euros en raison des achats d'énergie importants à prix élevés pour compenser le recul de la production nucléaire et hydraulique et des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs,
  - au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 5 029 millions d'euros (+ 63,4 %) est principalement liée à l'impact de la hausse des prix de marché lors des rachats d'énergie,
  - en **Italie**, la hausse organique de 17 675 millions d'euros (+ 191 %), est essentiellement liée à la hausse du prix sur le marché de gros et des volumes de gaz.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 420 millions d'euros, en hausse organique de 722 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2021.
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation,** les autres consommations externes sont en hausse organique de 216 millions d'euros (+ 8,6 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés au développement des activités de service aux clients finaux et le développement des projets d'ingénierie, ainsi que la hausse générale des prix,
  - sur le segment **France – Activités régulées**, la hausse organique de 57 millions d'euros (+ 3,8 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau,
  - au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 99 millions d'euros (- 14,8 %) principalement du fait du transfert au *Nuclear Liability Fund* des charges des centrales fermées définitivement (Dungeness B et Hunterston B),
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 115 millions d'euros (+ 16,7 %) du fait principalement du développement du portefeuille de projets ;

(1) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

- **Dalkia** enregistre une hausse organique de 174 millions d'euros (+ 9,4 %) reflétant le développement commercial soutenu, notamment dans les travaux au Royaume-Uni et en France.

- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 15 236 millions d'euros, en hausse organique de 615 millions d'euros (+ 4,2 %).
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 158 millions d'euros (+ 2,6 %), principalement liée aux négociations salariales, compensée en partie par l'effet positif de la hausse du taux d'actualisation des provisions pour engagement du personnel,
  - sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel ont légèrement augmenté de + 18 millions d'euros en hausse organique de 0,6 % expliquée par l'effet volume des effectifs et limité par l'effet du taux d'actualisation,
  - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 90 millions d'euros (+ 20,5 %) en lien, d'une part à l'augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction, et d'autre part, à l'inflation salariale particulièrement marquée aux États-Unis et au Brésil,
  - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 94 millions d'euros (+ 8,1 %) qui résulte d'une augmentation des effectifs associée au développement des activités de services et de travaux ainsi qu'à un contexte d'inflation salariale,
  - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en baisse organique de 114 millions d'euros (- 9,7 %) expliquée par le paiement de transition lié à la réforme du régime de retraite des salariés en 2021 sans équivalent en 2022, et de la baisse des effectifs en 2022.

- **Les impôts et taxes** s'élèvent à 3 163 millions d'euros en 2022, en baisse organique de 205 millions d'euros (- 6,2 %) par rapport à 2021.
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation,** la baisse organique de 263 millions d'euros (- 13,4 %) est principalement due aux impôts liés à la valeur ajoutée compte tenu des résultats de ce segment.

- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 367 millions d'euros en 2022, en baisse organique de 3 968 millions d'euros par rapport à 2021 (- 93,1 %).
  - sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net de 3 429 millions d'euros est notamment liée à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché spot,
  - sur le segment **France – Activités régulées,** la hausse organique de 63 millions d'euros (+ 3,9 %) s'explique essentiellement par une augmentation de la CSPE pour SEI liée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles,
  - **EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 129 millions d'euros (- 35,8 %) provenant notamment d'un impact moindre des opérations de cessions.

5.1.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation	(23 144)	7 394	- 30 538	n.a	n.a
France – Activités régulées	6 723	5 992	731	12,2	12,2
EDF Renouvelables	909	815	94	11,5	5,8
Dalkia	333	378	- 45	- 11,9	- 14,3
Framatome	328	310	18	5,8	0,3
Royaume-Uni	1 325	(21)	1 346	n.a	n.a
Italie	1 115	1 046	69	6,6	4,3
Autre international	336	267	69	25,8	14,6
Autres métiers	7 089	1 824	5 265	n.a	n.a
EBE GROUPE	**(4 986)**	**18 005**	**(22 991)**	**N.A**	**N.A**

n.a : non applicable

5.1.3.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le recul de la production nucléaire, essentiellement lié aux contrôles et réparations de la corrosion sous contrainte, a un impact estimé à - 29 137 millions d'euros en EBE [(1)], compte tenu des achats rendus nécessaires dans un contexte de prix de marché très élevés.

De plus, les mesures régulatoires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement, afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022, ont pénalisé l'EBE pour un montant estimé à - 8 212 millions d'euros [(2)]. Avant ces mesures régulatoires, l'EBE bénéficie de la hausse des prix de marché se répercutant sur les prix aux clients pour un montant estimé à 8 679 millions d'euros [(3)].

La production hydraulique diminue du fait de la très faible hydraulicité, générant une baisse de l'EBE pour environ 2 536 millions d'euros.

Enfin, le retour de clients chez EDF au tarif réglementé a impact négatif en EBE compte tenu de l'achat des volumes correspondants sur le marché à prix très élevés.

5.1.3.2.2.2 France - Activités régulées

La hausse de l'EBE s'explique principalement par la rétrocession accordée par RTE au titre des recettes d'interconnexions pour un montant estimé à 1,7 milliard d'euros [(4)]. De plus, l'évolution du TURPE a un effet favorable estimé à 0,5 milliard d'euros [(5)].

Cette progression est cependant limitée par un effet prix défavorable sur les achats de pertes pour un montant estimé à - 1 milliard d'euros et une baisse des volumes distribués de 19,1 TWh pour un montant estimé à 0,4 milliard d'euros.

5.1.3.2.2.3 EDF Renouvelables

La progression de l'EBE est principalement due à la hausse de 21 % de la production. En 2021, la vague de froid extrême au Texas a eu un impact estimé à - 95 millions d'euros en EBE sans équivalent en 2022.

L'EBE est pénalisé par la hausse des frais de développement en lien avec le développement du portefeuille de projets, dans un contexte d'inflation.

(1) *Versus* - 32 milliards d'euros publiés dans le CP du 27 octobre 2022 sur la base des prix à terme au 7 octobre 2022 qui ont fortement baissé depuis.
(2) *Versus* -10 milliards d'euros publiés dans le CP du 27 juillet 2022, la différence venant notamment de la comptabilisation en 2022 de la compensation du bouclier tarifaire en CSPE.
(3) *Versus* 8 milliards d'euros publiés dans le CP du 27 juillet 2022, la différence venant d'un effet climat et d'un effet prix sur les positions ouvertes.
(4) Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de régulation de l'énergie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité.
(5) Indexation du TURPE 6 distribution de +0,91 % au 1er août 2021 et de +2,26 % au 1er août 2022.

5.1.3.2.2.4 Dalkia

La baisse de l'EBE s'explique principalement par le plafonnement des prix du gaz des cogénérations sous obligation d'achat et leur arrêt anticipé du fait du décalage de l'hiver tarifaire.

5.1.3.2.2.5 Framatome

Le niveau d'activité de la Base Installée en Amérique du Nord est soutenu. Néanmoins, les ventes de combustibles aux États-Unis sont en baisse.

Les prises de commandes s'établissent à environ 3,7 milliards d'euros fin 2022 en légère amélioration par rapport à fin 2021 notamment grâce aux activités Combustible et Base Installée en Amérique du Nord.

5.1.3.2.2.6 Royaume-Uni

L'EBE progresse grâce à la hausse de la production nucléaire, permettant la vente de volumes supplémentaires dans un contexte de prix élevés, alors que le niveau de production 2021 avait conduit à des achats à des prix élevés.

L'activité de commercialisation est impactée par la répercussion partielle de hausse des prix aux clients particuliers, malgré des augmentations importantes du tarif plafonné. Le segment des clients professionnels et industriels bénéficie essentiellement d'une croissance du portefeuille.

Les charges opérationnelles sont en baisse notamment compte tenu de l'évolution du régime de retraite des salariés, décidée en 2021.

5.1.3.2.2.7 Italie

Dans les activités de production d'électricité, l'EBE progresse grâce à une bonne disponibilité des cycles combiné gaz dans un contexte de prix de marché élevés, et à la mise en place du marché de capacité. En revanche, la production renouvelable est en baisse, essentiellement du fait d'une faible hydraulicité.

Les activités gaz bénéficient de la hausse des volumes vendus notamment sur les marchés de gros. Une plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas avait été enregistrée en 2021, sans équivalent en 2022.

La commercialisation subit les effets de l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz qui n'a pas été totalement répercutée aux clients particuliers.

5.1.3.2.2.8 Autre international

En **Belgique** [(1)], l'EBE diminue essentiellement en raison de la baisse de la production nucléaire, d'achats à prix très élevés, de la révision triennale des provisions nucléaires.

Les activités de services sont en croissance et les activités commerciales se maintiennent.

Au **Brésil**, l'EBE progresse grâce à l'augmentation de 16 % en novembre 2021 et de 5 % en novembre 2022 du prix du *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense, ainsi qu'un effet change EUR-BRL favorable.

5.1.3.2.2.9 Autres métiers

L'EBE des activités gazières bénéficie à nouveau de la revalorisation des contrats long terme (sans effet cash) liée à l'augmentation des *spreads* États-Unis – Europe à moyen et long terme. Par ailleurs, les volumes vendus sont en forte hausse, grâce à une utilisation accrue du terminal méthanier de Dunkerque dans un contexte de prix de marché de gros très élevés.

L'EBE d'EDF Trading bénéficie de la forte performance des activités, dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

5.1.3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à - 19 363 millions d'euros en 2022, en baisse de 24 588 millions d'euros et en baisse organique de 24 632 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**(4 986)**	**18 005**	**(22 991)**	**- 127,7**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(849)	(215)	(634)	n.a
Dotations aux amortissements*	(11 079)	(10 789)	(290)	2,7
(Pertes de valeur)/reprises	(1 762)	(653)	(1 109)	169,8
Autres produits et charges d'exploitation	(687)	(1 123)	436	- 38,8
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**(19 363)**	**5 225**	**(24 588)**	**N.A**

**Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.*

5.1.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent fortement, à hauteur de 634 millions d'euros dans un contexte de grande volatilité des marchés de commodités.

5.1.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 290 millions d'euros par rapport à l'année 2021. Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, la hausse des dotations (103 millions d'euros), est portée essentiellement par le nucléaire.

Chez **Enedis**, la hausse de 191 millions d'euros est liée essentiellement au décret FACE sur à la diminution des reprises d'amortissement du financement concédant sur les biens situés sur des communes transférées du régime urbain vers le rural.

5.1.3.3.3 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées sur l'année 2022 s'élèvent à - 1 762 millions d'euros en hausse de 169,8 % par rapport à 2021 dont - 1 447 millions d'euros au **Royaume-Uni** liée principalement à des dépréciations du goodwill pour - 1 176 millions d'euros.

5.1.3.3.4 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 687 millions d'euros en 2022 dont - 676 millions d'euros sur le segment **France – Activités de production et commercialisation,** qui sont principalement dus aux surcoûts des travaux de réparation des soudures de traversée sur le chantier de Flamanville 3 (638 millions d'euros).

(1) Luminus et EDF Belgium.

5.1.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 730)	(1 459)	(271)	18,6
Effet de l'actualisation	174	(2 670)	2 844	n.a
Autres produits et charges financiers	(1 997)	4 489	(6 486)	n.a
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 553)**	**360**	**(3 913)**	**N.A**

n.a : non applicable

Le résultat financier représente une charge de 3 553 millions d'euros, en baisse de 3 913 millions d'euros par rapport à 2021. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution :

- la baisse des autres produits et charges financières de 6 486 millions d'euros principalement du fait du recul de la performance du portefeuille des actifs dédiés (-5 835 millions d'euros) traduisant l'évolution des marchés financiers en 2022 et 2021 (voir la section 5.1.6.1.6) ;
- la diminution de la charge de désactualisation de 2 844 millions d'euros, principalement liée à la hausse du taux réel de 50 bps des provisions nucléaires en France en 2022, après une baisse de 10 bps en 2021 ;
- la hausse du coût de l'endettement financier brut de 271 millions d'euros dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du volume de dette financière.

5.1.3.5 Impôts sur les résultats

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %, contre - 1 400 millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %.

La variation de 5 326 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 28 501 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 7 359 millions d'euros.

Le produit d'impôt est affecté de l'effet défavorable en 2022 de certaines décisions intervenues sur les contentieux fiscaux, des taxes exceptionnelles sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité mises en place, des pertes de valeur constatées sur l'exercice et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Il intègre également l'effet défavorable de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs en France, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités et les contentieux fiscaux), le taux effectif d'impôt ressort à 18,0 % au 31 décembre 2022 contre un taux de 21,3 % au 31 décembre 2021.

5.1.3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant [1] s'élève à - 12 662 millions d'euros, en baisse de 17 379 millions d'euros. Cette évolution reflète principalement la baisse de l'EBE, en partie limitée par le résultat financier courant et un produit d'impôt sur les résultats (voir la note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022).

5.1.3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à - 17 940 millions d'euros, en baisse de 23 053 millions d'euros. Outre la baisse importante du résultat net courant, la variation intègre en particulier les éléments après impôt suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour - 4 351 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour - 687 millions d'euros.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

5.1.4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**(4 986)**	**18 005**	**(22 991)**	**- 127,7**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(7 825)	(869)	(6 956)	n.a
EBE Cash	**(12 811)**	**17 136**	**(29 947)**	**n.a**
Variation du besoin en fonds de roulement net	8 301	(1 526)	9 827	n.a
Investissements nets [1] (hors cessions Groupe 2020-2022)	(16 395)	(15 725)	(670)	4,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(630)	(98)	(532)	n.a
Cash-flow généré par les opérations [2]	**(21 535)**	**(213)**	**(21 322)**	**n.a**
Cessions d'actifs	535	2 847	(2 312)	n.a
Impôt sur le résultat payé	(1 282)	(2 276)	994	- 43,7
Frais financiers nets décaissés	(1 003)	(588)	(415)	70,6
Actifs dédiés	(233)	(501)	268	- 53,5
Dividendes versés en numéraire	(1 085)	(794)	(291)	36,6
Cash-flow Groupe [3]	**(24 603)**	**(1 525)**	**(23 078)**	**n.a**
Émissions emprunts hybrides	994	1 235	(241)	- 19,5
Remboursement d'emprunt hybride	(1 966)	(267)	(1 699)	n.a
Autres variations monétaires	3 470	(776)	4 246	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(22 105)**	**(1 333)**	**(20 772)**	**n.a**
Effet de la variation de change	85	(515)	600	n.a
Autres variations non monétaires	508	1 150	(642)	- 55,8
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**(21 512)**	**(698)**	**(20 814)**	**n.a**
Endettement financier net ouverture	**42 988**	**42 290**	**698**	**1,7**
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**64 500**	**42 988**	**21 512**	**50,0**

n.a : non applicable

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2020-2022 et yc HPC et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations définies en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

5.1.4.1 Endettement financier net

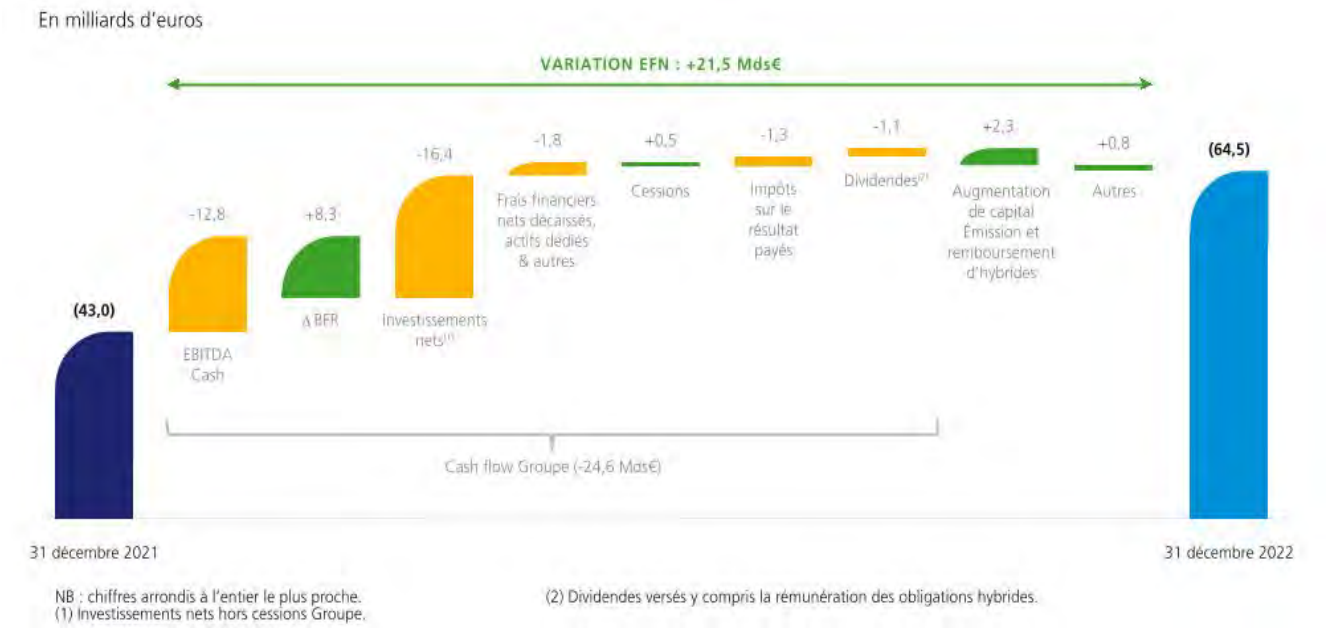
L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	96 053	69 406	26 647	38,4
Dérivés de couvertures des dettes	(2 024)	(3 762)	1 738	- 46,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 948)	(9 919)	(1 029)	10,4
Titres de dettes et de capitaux propres – actifs liquides	(18 507)	(12 737)	(5 770)	45,3
Dérivés macro-couverture sur titres de dettes liquides	(74)	0	(74)	n.a
ENDETTEMENT FINANCIER NET [1]	**64 500**	**42 988**	**21 512**	**50,0**

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe.

L'endettement financier net atteint 64 500 millions d'euros. L'augmentation de 21 512 millions d'euros s'explique principalement par le cash-flow généré par les opérations, l'émission et le remboursement d'hybrides pour un impact total de - 1 milliard d'euros et l'augmentation de capital de 3,15 milliards d'euros.

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.
(1) Investissements nets hors cessions Groupe.
(2) Dividendes versés y compris la rémunération des obligations hybrides.

5.1.4.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations [1] s'établit à - 21 535 millions d'euros, en baisse de 21 322 millions d'euros par rapport à 2021.

5.1.4.2.1 EBE monétaire

L'EBE ajusté des éléments non monétaires s'élève à - 12 811 millions d'euros, en diminution de 29 947 millions d'euros par rapport à 2021, principalement du fait :

- de la baisse de la production nucléaire et hydraulique et des impacts des mesures régulatoires ;
- de la baisse de l'EBE monétaire chez EDF Trading dans un contexte de forte volatilité des prix en 2021 et 2022. Cette variation est en partie compensée par la variation du BFR.

5.1.4.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement s'améliore de 8,3 milliards d'euros en 2022. La variation favorable du BFR provient principalement de l'activité optimisation/trading et du mécanisme de la CSPE.

5.1.4.2.3 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 16 395 millions d'euros pour l'année 2022, en hausse de 670 millions d'euros par rapport à 2021.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	5 688	5 338	350	7
France – Activités régulées	4 564	4 617	- 53	- 1
EDF Renouvelables	1 619	853	766	90
Dalkia	324	284	40	14
Framatome	294	381	- 87	- 23
Royaume-Uni	2 978	3 054	- 76	- 2
Italie	701	909	- 209	- 23
Autre international	167	289	- 122	- 42
Autres métiers	61	0	61	n.a
INVESTISSEMENTS NETS	**16 395**	**15 725**	**670**	**4**

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 350 millions d'euros, du fait notamment des coûts liés à la corrosion sous contrainte.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** (y compris Linky) sont en baisse de 53 millions d'euros en raison notamment de moindres travaux liés à la fin du programme Linky, malgré une hausse des travaux de raccordements.

Concernant **EDF Renouvelables**, la hausse de 766 millions d'euros est liée à des investissements importants aux États-Unis pour le développement des projets et à de moindres subventions et cessions par rapport à 2021.

(1) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également *Funds From Opérations* (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2021-2022), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 209 millions d'euros du fait notamment d'acquisitions en 2021 dans le secteur des renouvelables, sans équivalent en 2022.

La baisse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus en 2021.

5.1.4.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow du Groupe s'établit à - 24 603 millions d'euros en 2022, en fort recul par rapport à 2021 où il s'élevait à - 1 525 millions d'euros. Il s'explique essentiellement par un EBE cash de - 12 811 millions d'euros, principalement marqué par la baisse de la production nucléaire en France et le besoin en fonds de roulement (+ 8,3 milliards d'euros par rapport à 2021).

5.1.4.3.1 Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent à 535 millions d'euros en 2022. Elles concernent essentiellement la cession d'EDF Energy Services aux États-Unis.

5.1.4.3.2 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir la section 5.1.6.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2022, les flux nets de - 233 millions d'euros correspondent aux deuxièmes et troisièmes catégories décrites ci-dessus.

5.1.4.3.3 Dividendes versés en numéraire

À fin décembre 2022, EDF a versé 1 085 millions d'euros au titre :

- du dividende 2021 (72 millions d'euros) versés par EDF [1] ;
- de la rémunération versée en 2022 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (606 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (407 millions d'euros).

5.1.4.4 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 85 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à l'appréciation du dollar américain par rapport à l'euro diminué par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro [2].

5.1.4.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires s'élèvent à 508 millions d'euros à fin décembre 2022 contre 1 150 millions à fin décembre 2021. Elles sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

5.1.5 Perspectives financières

Les objectifs 2023 [3] communiqués le 17 février 2023[4] sont les suivants :

- Endettement financier net/EBE : ≤ 3x
- Dette économique ajustée/EBE ajusté [5] : ≤ 4,5 x

5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'enregistrement universel 2022.

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tels qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 29 455 millions d'euros au 31 décembre 2022, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 14 051 millions d'euros.

(1) L'État ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022.

(2) Dépréciation de 5,3 % de la livre sterling face à l'euro : 1,127 €/£ au 31 décembre 2022 et 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 ;
Appréciation de 6,1 % du dollar américain face à l'euro : 0,937 €/$ au 31 décembre 2022 et 0,883 €/$ au 31 décembre 2021.

(3) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2023, à environnement régulatoire et fiscal constant et compte tenu du financement du bouclier tarifaire à 15 % par la CSPE, d'une hypothèse de production nucléaire en France de 300 à 330 TWh et du calendrier de production.

(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 17 février 2023 sur les résultats annuels 2022.

(5) À méthodologie S&P constante.

Au 31 décembre 2022, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 28 712 millions d'euros, dont 2 737 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 734 millions d'euros au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir la note 18.3.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 31 décembre 2022, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Le 16 mars 2022, EDF a mis en place des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 10,25 milliards d'euros auprès de 9 banques. Deux prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans ont ensuite été signés le 25 mars et le 29 avril pour un total de 2,2 milliards de dollars. Le 5 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital d'un montant de 3,1 milliards d'euros. Le 5 octobre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (dont 1,25 milliard d'euros d'obligations vertes). Le 18 novembre 2022, un prêt à terme bilatéral vert de maturité 3 ans a été mis en place pour 1 milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France, suivi le 28 novembre par la signature de 6 nouveaux prêts bilatéraux de maturité 3 ans pour un montant total de 2,1 milliards d'euros. Enfin, EDF a lancé le 30 novembre 2022 une émission d'obligations hybrides pour un montant de 1 milliard d'euros.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (*Negotiable EUropean Commercial Paper*) et US CP (*US Commercial Paper*). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2022, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 9 798 millions d'euros de NEU CP et de 1 160 millions de dollars d'US CP.

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2022 s'établit à 9,4 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2022, EDF dispose d'un montant global de 13 444 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2022 ;
- un crédit syndiqué social de 1,5 milliard d'euros de maturité initiale jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2022 ;
- les lignes bilatérales représentent 8 094 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

Les 7 lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF au 31 décembre 2022 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 31 décembre 2022.

5.1.6.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 2022, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. La mise sous surveillance a été levée et la perspective d'EDF revue le 14 décembre par S&P, actant le soutien de l'état vis-à-vis des problèmes opérationnels et des contraintes pesant sur le tarif régulé de vente d'électricité. De son côté, Fitch a également revu la perspective à stable le 6 septembre.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2 du Document d'enregistrement universel 2022, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective stable	F3
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB- avec perspective stable	B
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.

n. a. = non applicable.

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les TRI des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2022 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2022, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2022 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture*	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	62 269	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	21 465	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 149	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	(1 260)	2 910	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**96 053**	**0**	**96 053**	**100 %**

* *Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.*

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2022 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2022 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	76 058	-	76 058
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 652	565	6 217
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 433	1 143	12 576
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 910	291	3 201
TOTAL DES EMPRUNTS	**96 053**	**1 999**	**98 052**

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2022* *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 451	1 450	838	3 163
CHF (Suisse)	20	-	18	2
PLN (Pologne)	281	-	153	128
GBP (Royaume-Uni)	21 069	5 035	5 294	10 740
BRL (Brésil)	1 697	-	-	1 697
CNY (Chine)	9 651	-	6 472	3 179

* *Actifs nets : vision au 31 décembre 2022 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2022. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.*

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2022. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2022			Au 31 décembre 2021		
(en millions de devises)	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 163	2 965	297	628	554	55
CHF (Suisse)	2	2	-	-	-	-
PLN (Pologne)	128	27	3	128	28	3
GBP (Royaume-Uni)	10 740	12 109	1 211	10 789	12 840	1 284
BRL (Brésil)	1 697	301	30	1 471	233	23
CNY (Chine)	3 179	432	43	4 005	557	56

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2022.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2022, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 58 % à taux fixe et 42 % à taux variable. L'augmentation de la part variable de la dette par rapport au 31 décembre 2021 s'explique principalement par la signature de prêts à terme bilatéraux pour 13,1 milliards d'euros, 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yens souscrits à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 401 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2022 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,63 % à fin décembre 2022.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2022 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat,d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	69 748	(13 784)	55 964	-
À taux variable	26 305	13 784	40 089	401
TOTAL DES EMPRUNTS	**96 053**	**0**	**96 053**	**401**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2022 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	**37**	**-**	**37**

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir la section 5.1.6.1.6).

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »

Couverture des engagements sociaux d'EDF et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 33 % en actions fin décembre 2022, soit un montant de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2022, le fonds de British Energy (British Energy Generation Group) renommé EDF Group (EDFG) a réduit son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de moins de 1 % à fin 2022, ce qui représente désormais un montant de 36 millions de livres sterling.

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du Code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2021 pour augmenter la diversification des actifs de taux. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 31 décembre 2022, la valeur globale du portefeuille s'élève à 33 904 millions d'euros, contre 37 454 millions d'euros à fin décembre 2021. L'évolution des actifs dédiés en 2022 et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés clos le 31 décembre 2022.

5

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2022	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021
Actifs de rendement	25,9 %	8 772	11,2 %	21,1 %	7 908	17,1 %
Actifs de croissance	36,1 %	12 251	- 15,8 %	40,9 %	15 320	22,6 %
Actifs de taux	38,0 %	12 881	- 12,1 %	38,0 %	14 226	- 0,7 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**100 %**	**33 904**	**- 8,5 %**	**100 %**	**37 454**	**11,9 %**

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 31 décembre 2022, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 11 698 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 17,04 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 10,93 % à fin 2021. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2022, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 993 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, la sensibilité des obligations cotées (11 089 millions d'euros) s'établissait à 4,9 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 538 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2021.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la duration des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 31 décembre 2022 à 4,8 % (voir la note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 5,6 % au 31 décembre 2022.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du Code de l'environnement

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, avait reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100 % au 31 décembre 2022 au plus tard. À fin 2022, le taux de couverture s'élève à 123 % en raison de la baisse des provisions, notamment du fait de la hausse du taux d'actualisation.

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée par le groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2022, les expositions du Groupe sont à 88 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 30/06/2022	88 %	11 %	1 %	100 %
au 30/09/2022	88 %	11 %	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/06/2022	7,0 %	0,2 %	13,5 %	51,4 %	27,9 %	100 %
au 30/09/2022	5,6 %	0,2 %	13,7 %	43 %	37,5 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading.

Leur forte hausse par rapport à décembre 2021 s'explique par l'envolée des prix des commodités sur la période. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Politique de risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment les stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie [1] permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients). Dans le contexte des contrôles sur le parc nucléaire annoncés le 13 janvier 2022 et des annonces de volumes supplémentaires ARENH, le risque volume France a été particulièrement élevé pour l'année 2022.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats/ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le management de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés [2]. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2022, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 70 millions d'euros au 1er janvier successivement abaissée à 51 millions d'euros le 9 février puis 42 millions d'euros le 15 mars avant d'être portée à 57 millions d'euros le 24 mai, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 210 millions d'euros du 1er janvier au 8 février puis de 180 millions d'euros à partir du 9 février.

Dans un contexte de marché extrêmement volatil, les limites de VAR ont été ponctuellement dépassées au cours du premier semestre 2022, ainsi qu'entre le 26 et 30 août, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures d'alerte et de gestion prévues dans ce type de situation. Depuis le 30 août 2022, cet indicateur est revenu sous sa limite.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Les évènements postérieurs à la clôture sont décrits en note 23 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2022.

5.3 Événements postérieurs à l'arrêté des comptes

Le 28 février 2023, EDF a annoncé[3] que l'Etat avait demandé la conversion de 87 831 655 OCEANEs EDF en actions. Cette conversion se traduit par l'émission de 113 215 003 actions nouvelles. Elle aboutit à une augmentation du capital pour un montant nominal total de 56 607 501,50 euros et une prime de conversion d'OCEANES EDF en actions pour un montant de 903 392 484,15 euros. Le capital social d'EDF est ainsi porté à 2 000 466 841 euros, composé de 4 000 933 682 actions de 0,50 euro de valeur nominale chacune.

Le 16 mars 2023, EDF a publié un communiqué de presse relatif à un point de précision sur le phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur des portions de tuyauteries de circuits auxiliaires du circuit primaire principal de plusieurs réacteurs nucléaires.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

(2) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 28 février 2023 "Conversion de 40 % des OCEANEs EDF à échéance 2024".

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2023

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France en janvier-février 2023 se sont établis en moyenne à 139,5 €/MWh en base et 163,9 €/MWh en pointe, en baisse par rapport aux prix de janvier-février 2022. Ces derniers s'étaient en effet établis à 199,3 €/MWh en base et 230,6 €/MWh en pointe. Cette baisse s'explique notamment par les périodes clémentes au mois de janvier tirant la moyenne des prix spot à la baisse dans un contexte de plus forte production solaire et éolienne. De plus, ces prix s'inscrivent dans le sillage des prix du gaz et du charbon malgré une légère hausse en moyenne du prix du CO_2.

Fin février 2023, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2024 cotaient respectivement à 117,5 €/MWh et à 241,3 €/MWh. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2023 clôturaient le mois à 176,9 €/MWh et 294,8 €/MWh. Cette baisse des prix s'explique principalement par celle des prix du gaz, du charbon et du CO_2.

En janvier-février 2023 les prix spot du gaz sur le marché français se sont établis en moyenne à 54,6 €/MWh, en baisse de 25,9 €/MWh par rapport à la même période en 2022. Cette baisse s'explique notamment par un équilibre offre-demande moins tendu en Europe sur l'hiver. En effet, la demande asiatique liée à la reprise économique est restée timide par rapport à la même période l'année précédente et l'Europe continue d'attirer plus de cargos GNL sur ses côtes. Les stocks européens, largement au-dessus des niveaux moyens début janvier se maintiennent au-dessus des maximums constatés sur la période 2011-2022 permettant de rassurer les marchés, la période hivernale étant déjà bien entamée.

Le prix du baril de Brent a clôturé le mois de février à 89,9 $, en baisse de 11,1 $ par rapport à fin février 2022. Dans un contexte de marché qui est resté relativement tendu, les prix ont connu une baisse par rapport à l'année précédente qui peut s'associer notamment à une contraction de la demande. En effet, malgré l'embargo du G7 sur mis en place sur le brut et les produits raffinés russes entré en vigueur fin 2022, l'inflation galopante et la remontée des taux directeurs des banques centrales courant 2022 font toujours craindre un risque de récession mondiale même si la Chine se rétablit de l'impact de l'épidémie Covid-19 sur son territoire après avoir relaxé les contraintes sanitaires. Côté demande, A noter que le rapport mensuel de l'OPEP table sur une augmentation marginale de la demande de pétrole à 803 millions de barils (+2,1 %) entre 2022 et 2023, stable par rapport aux estimations du mois précédent et confirmant l'incertitude globale sur les perspectives.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2024 a terminé le mois de février 2023 à 154,2 $/t en baisse de 61,7 $/t, par rapport au prix de clôture fin février 2022 du contrat 2023. Après avoir connu une flambée du prix du charbon en 2022, principalement liée à la guerre en Ukraine et la crise énergétique, le prix s'est orienté à la baisse. L'embargo européen sur le charbon russe a nécessité la diversification des sources d'approvisionnement ce qui a orienté à la hausse l'évolution du cours en 2022. Cependant, l'Europe est parvenue à reconstituer ses stocks en atteignant des records, ce qui a permis de détendre le prix. Début 2023, la période hivernale étant beaucoup plus douce qu'anticipé, elle a limité la consommation et l'offre étant restée robuste, les prix ont poursuivi leurs baisses entamées après l'été 2022.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2023 a clôturé le mois de février 2023 à 99,8 €/t, en hausse de 17,6 €/t par rapport au prix de clôture de février 2022 pour le produit décembre 2022. Le cours du quota de CO_2 est proche de son plus haut niveau historique atteint en août 2022. Le cours est soutenu par les perspectives d'utilisation des moyens thermiques à flamme, le positionnement d'acteurs spéculatifs et l'approbation du Parlement européen de la levée de 20 milliards d'euros via la vente de quotas de CO_2 dans le cadre du plan Repower EU visant à sortir de la dépendance énergétique avec la Russie.

6 ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2022 — 362

Compte de résultat consolidé 362
État du résultat global consolidé 363
Bilan consolidé 364
Tableau de flux de trésorerie consolidé 365
Variation des capitaux propres consolidés 366
Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés 367

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS — 485

6.3 COMPTES SOCIAUX D'EDF SA AU 31 DÉCEMBRE 2022 — 489

Compte de résultat 491
Bilan 492
Tableau de flux de trésorerie 494
Annexe aux comptes sociaux 495

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS — 555

6.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES — 557

6.6 AUTRES INFORMATIONS — 558

6.7 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF — 560

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2022

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 14 juin 2023.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Chiffre d'affaires	*5.1*	143 476	84 461
Achats de combustible et d'énergie	*5.2*	(121 010)	(44 299)
Autres consommations externes[1]		(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	*5.3*	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	*5.4*	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	*5.5*	367	4 262
Excédent brut d'exploitation	***5***	**(4 986)**	**18 005**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*6*	(849)	(215)
Dotations aux amortissements		(11 079)	(10 789)
(Pertes de valeur)/reprises	*10.8*	(1 762)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	*7*	(687)	(1 123)
Résultat d'exploitation		**(19 363)**	**5 225**
Coût de l'endettement financier brut	*8.1*	(1 730)	(1 459)
Effet de l'actualisation	*8.2*	174	(2 670)
Autres produits et charges financiers	*8.3*	(1 997)	4 489
Résultat financier	***8***	**(3 553)**	**360**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**(22 916)**	**5 585**
Impôts sur les résultats	*9*	3 926	(1 400)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	*12*	759	644
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**(18 225)**	**4 828**
Dont résultat net - part du Groupe		**(17 940)**	**5 113**
Résultat net des activités poursuivies		(17 946)	5 114
Résultat net des activités en cours de cession		6	(1)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**(285)**	**(285)**
Activités poursuivies		(285)	(285)
Activités en cours de cession		-	-
Résultat net part du Groupe par action en euros :	***14.7***		
Résultat par action		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action		(5,03)	1,36
Résultat par action des activités poursuivies		(5,03)	1,46
Résultat dilué par action des activités poursuivies		(5,03)	1,36

[1] *Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.*

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2022 Part du Groupe	2022 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2022 Total	2021 Part du Groupe	2021 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2021 Total
Résultat net consolidé		**(17 940)**	**(285)**	**(18 225)**	**5 113**	**(285)**	**4 828**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	*18.7.5*	(3 579)	57	(3 522)	(3 292)	(33)	(3 325)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		936	(14)	922	779	8	787
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	*18.7.5*	308	-	308	(673)	-	(673)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		65	-	65	(83)	-	(83)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	*18.1.2*	(1 660)	-	(1 660)	(346)	-	(346)
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		428	-	428	101	-	101
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute [1]	*18.7.5*	155	-	155	-	-	-
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(40)	-	(40)	-	-	-
Écarts de conversion des entités contrôlées		**(1 114)**	**(546)**	**(1 660)**	**1 935**	**606**	**2 541**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**521**	**-**	**521**	**(80)**	**-**	**(80)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***(3 980)***	***(503)***	***(4 483)***	***(1 659)***	***581***	***(1 078)***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	*18.1.2*	(16)	-	(16)	15	1	16
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute [2]	*16.1.3*	3 899	(405)	3 494	1 144	263	1 407
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt [2]		458	103	561	(421)	(89)	(510)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		**216**	**-**	**216**	**(83)**	**-**	**(83)**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***4 557***	***(302)***	***4 255***	***655***	***175***	***830***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**577**	**(805)**	**(228)**	**(1 004)**	**756**	**(248)**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**(17 363)**	**(1 090)**	**(18 453)**	**4 109**	**471**	**4 580**
Dont résultat global des activités poursuivies		(17 369)	(1 090)	(18 459)	4 110	471	4 581
Dont résultat global des activités en cours de cession		6	-	6	(1)	-	(1)

[1] La variation des coûts de couverture inclut l'effet de retraitement des périodes antérieures pour 125 millions d'euros.

[2] Les gains actuariels en capitaux propres concernent principalement le périmètre France (voir note 16.1). Ils produisent un effet d'impôt limité en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés actifs selon laquelle les impôts différés actifs correspondants sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà. La majeure partie des gains actuariels nés sur l'exercice 2022 concerne, en effet, la portion de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans, et pour laquelle aucun impôt différé n'était reconnu au 31 décembre 2021.

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2022	31/12/2021
(en millions d'euros)			
Goodwill	*10.1*	9 513	10 945
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 619	10 221
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	101 126	98 237
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	*11.1*	63 966	62 132
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 816	6 881
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12*	9 421	8 084
Actifs financiers non courants	*18.1*	48 512	55 609
Autres débiteurs non courants	*13.3.4*	2 165	2 092
Impôts différés actifs	*9.3*	8 696	1 667
Actif non courant		**260 834**	**255 868**
Stocks	*13.2*	17 661	16 197
Clients et comptes rattachés	*13.3*	24 844	22 235
Actifs financiers courants	*18.1*	58 033	39 937
Actifs d'impôts courants		497	544
Autres débiteurs courants	*13.3.4*	15 165	16 197
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	10 948	9 919
Actif courant		**127 148**	**105 029**
Actifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	150	69
TOTAL DE L'ACTIF		**388 132**	**360 966**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2022	31/12/2021
(en millions d'euros)			
Capital	*14*	1 944	1 619
Réserves et résultats consolidés		32 396	48 592
Capitaux propres - part du Groupe		***34 340***	***50 211***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*14.6*	12 272	11 778
Total des capitaux propres	***14***	**46 612**	**61 989**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	*15*	56 021	62 067
Provisions pour avantages du personnel	*16*	16 231	21 716
Autres provisions	*17*	4 671	5 442
Provisions non courantes		**76 923**	**89 225**
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	*11.2*	49 459	48 853
Passifs financiers non courants	*18.3*	71 058	56 543
Autres créditeurs non courants	*13.5*	4 968	4 816
Impôts différés passifs	*9.3*	1 533	2 401
Passif non courant		**203 941**	**201 838**
Provisions courantes	*15, 16.1 et 17*	7 943	6 836
Fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	23 284	19 565
Passifs financiers courants	*18.3*	71 844	45 014
Dettes d'impôts courants		967	446
Autres créditeurs courants	*13.5*	33 504	25 248
Passif courant		**137 542**	**97 109**
Passifs détenus en vue de leur vente	*3.2*	37	30
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**388 132**	**360 966**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		**(18 225)**	**4 828**
Résultat net des activités en cours de cession		**6**	**(1)**
Résultat net des activités poursuivies		**(18 231)**	**4 829**
Pertes de valeur / (reprises)		1 762	653
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 820	10 488
Produits et charges financiers		446	(89)
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		590	467
Plus ou moins-values de cession		(143)	(67)
Impôt sur les résultats		(3 926)	1 401
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(759)	(644)
Variation du besoin en fonds de roulement	*13.1.3*	8 301	(1 526)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***(5 140)***	***15 512***
Frais financiers nets décaissés		(1 003)	(588)
Impôts sur le résultat payés		(1 282)	(2 276)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**(7 425)**	**12 648**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**(7 425)**	**12 648**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(198)	(165)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		694	1 154
Investissements incorporels et corporels	*10.7*	(18 324)	(17 606)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		87	264
Variations d'actifs financiers		(7 344)	1 776
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(25 085)**	**(14 577)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(25 085)**	**(14 577)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	*14.1*	3 252	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[1]		1 795	2 076
Dividendes versés par EDF	*14.3*	(72)	(84)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(407)	(163)
Achats/ventes d'actions propres		4	(3)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***4 572***	***1 826***
Émissions d'emprunts	*18.3.2.1*	34 165	6 943
Remboursements d'emprunts	*18.3.2.1*	(5 876)	(5 161)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	*14.4*	994	1 235
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	*14.4*	(606)	(547)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		694	677
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***29 371***	***3 147***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**33 943**	**4 973**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**33 943**	**4 973**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		1 433	3 044
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**1 433**	**3 044**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**9 919**	**6 270**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		1 433	3 044
Variations de change		(397)	180
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		100	38
Autres variations non monétaires		(107)	387
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	***18.2***	**10 948**	**9 919**

[1] Augmentation/réduction de capital et acquisition/cession d'intérêts minoritaires dans des sociétés contrôlées. Comprend notamment en 2022, un montant de 1 351 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) ; un montant de 176 millions d'euros d'apport des partenaires relatif au projet de CCGT de Seraing en Belgique ; ainsi que 54 millions d'euros de complément de prix reçu suite à la cession de 49% des actifs renouvelables italiens sans perte de contrôle en 2021. Comprend en 2021, un montant de 1 304 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C), un montant de 865 millions d'euros relatif à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali.

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2022 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	*Capitaux propres part du Groupe*	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	**1 550**	**(10)**	**(871)**	**(1 116)**	**46 080**	***45 633***	**9 593**	**55 226**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	*(1 004)*	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	*5 113*	(285)	4 828
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**1 699**	**(3 358)**	**5 768**	***4 109***	**471**	**4 580**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(547)	*(547)*	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir note 14.4)	-	-	-	-	972	*972*	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	*(1 599)*	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	*(4)*	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	*1 515*	-	1 515
Autres variations[4]	-	-	-	-	132	*132*	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	**1 619**	**(14)**	**828**	**(4 474)**	**52 252**	***50 211***	**11 778**	**61 989**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 003)	(2 977)	4 557	*577*	(805)	(228)
Résultat net	-	-	-	-	(17 940)	*(17 940)*	(285)	(18 225)
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**(1 003)**	**(2 977)**	**(13 383)**	***(17 363)***	**(1 090)**	**(18 453)**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(606)	*(606)*		(606)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	(1 025)	*(1 025)*		(1 025)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	*(1 050)*	(407)	(1 457)
Achats/ventes d'actions propres	-	7	-	-	-	*7*	-	7
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	325	-	-	-	3 915	*4 240*	-	4 240
Autres variations[5]	-	-	-	-	(74)	*(74)*	1 991	1 917
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	**1 944**	**(7)**	**(175)**	**(7 451)**	**40 029**	***34 340***	**12 272**	**46 612**

[1] Les écarts de conversion varient de (1 003) millions d'euros en 2022. Cette variation est principalement liée à la baisse de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,190€ au 31 décembre 2021 et 1£ = 1,127€ au 31 décembre 2022).

[2] Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps).

[3] Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

[4] En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et NNB Holding Company (SZC) Ltd. (pour le projet Sizewell C) pour 1 304 millions d'euros. En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :
- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt. Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits ;
- le reclassement des valeurs nettes comptables liées aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts.
Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2i et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.2).

[5] En 2022, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital de CGN dans NNB Holding Company (HPC) Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) pour 1 351 millions d'euros. Elles comprennent également :
- l'effet de l'entrée du gouvernement britannique (« HMG ») et la sortie concomitante de CGN dans NNB Holding Company (SZC) Ltd. le 30 novembre 2022. Ces transactions impactent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de (170) millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 361 millions d'euros (voir note 14.6) ;
- les effets des cessions sans pertes de contrôle et les apports de partenaires sur des projets détenus en Belgique (projet de CCGT de Seraing) et EDF Renouvelables (projet en Israël), qui affectent les capitaux propres part du Groupe à hauteur de 56 millions d'euros et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle à hauteur de 281 millions d'euros ;
- la contrepartie de la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) qui impacte les capitaux propres part du Groupe pour 44 millions d'euros (voir note 7).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe 369

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 369
1.2 Évolutions du référentiel comptable 369
1.3 Bases de préparation des états financiers 370
1.4 Comparabilité des exercices 372

NOTE 2 Synthèse faits marquants 372

NOTE 3 Périmètre de consolidation 374

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation 375
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 376
3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022 376

NOTE 4 Informations sectorielles 380

4.1 Informations par secteur opérationnel 380
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 382

NOTE 5 Excédent brut d'exploitation 382

5.1 Chiffre d'affaires 384
5.2 Achats de combustible et d'énergie 390
5.3 Charges de personnel 390
5.4 Impôts et taxes 391
5.5 Autres produits et charges opérationnels 392

NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading 394

NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation 394

NOTE 8 Résultat financier 394

8.1 Cout de l'endettement financier brut 394
8.2 Effet de l'actualisation 395
8.3 Autres produits et charges financiers 395

NOTE 9 Impôts sur les résultats 396

9.1 Ventilation de la charge d'impôt 396
9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 397
9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 397
9.4 Ventilation d'impôts différés par nature 398

NOTE 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 398

10.1 Goodwill 399
10.2 Autres actifs incorporels 400
10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 401
10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 402
10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 404
10.6 Immobilisations en cours 405
10.7 Investissements incorporels et corporels 409
10.8 Pertes de valeur / reprises 409

NOTE 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France 415

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 416
11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 416

NOTE 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 417

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 417
12.2 Taishan 418
12.3 Autres participations 418

NOTE 13 Besoin en fonds de roulement (BFR) 419

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 419
13.2 Stocks 420
13.3 Clients et comptes rattachés 421
13.4 Fournisseurs et comptes rattachés 422
13.5 Autres créditeurs 423

NOTE 14 Capitaux propres et résultat par action 424

14.1 Capital social 424
14.2 Actions propres 424
14.3 Distributions de dividendes 425
14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée 425
14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 426
14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 427
14.7 Résultat net et résultat net dilué par action 428

NOTE 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 428

15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 430
15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 441
15.3 Provisions nucléaires en Belgique 444

NOTE 16 Provisions pour avantages du personnel 444

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe 445
16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation) 449
16.3 Royaume-Uni 450

NOTE 17 Autres provisions et passifs éventuels 451

17.1 Autres provisions pour déconstruction 451
17.2 Autres provisions 452
17.3 Passifs éventuels 453

NOTE 18 Actifs et passifs financiers 456

18.1 Actifs financiers 456
18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 459
18.3 Passifs financiers 459
18.4 Lignes de crédit non utilisées 463
18.5 Juste valeur des instruments financiers 464
18.6 Risques marchés et de contrepartie 465
18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 465

Note 19 Indicateurs financiers 470

19.1 Résultat net courant 470
19.2 Endettement financier net 471

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers 471

20.1 Dépenses réglementaires 472
20.2 Évaluation des actifs et passifs 473
20.3 Financement durable 474
20.4 Investissements décarbonés 475
20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique 475

Note 21 Engagements hors bilan 477

21.1 Engagements donnés 477
21.2 Engagements reçus 481

Note 22 Parties liées 482

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 482
22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État 483
22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 483

Note 23 Événements postérieurs à la clôture 483

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes 484

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22 - 30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique…), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2022 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2022. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2022.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2021 à l'exception des changements des notes 1.2.1 à 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2023 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Depuis le 1er janvier 2022, le chiffre d'affaires généré par un actif non encore en service (tel que par exemple les ventes d'électricité en phase de test) ne doit plus être comptabilisé en réduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés sont enregistrés au compte de résultat au fil de l'eau.

L'application de ces amendements n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2022. Le Groupe sera notamment concerné par ces amendements lors de la phase de tests et d'essais de l'EPR de Flamanville 3.

1.2.2 Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent que la provision pour contrat onéreux doit être évaluée sur la base des coûts inévitables correspondant à tous les coûts rendus nécessaires par l'exécution du contrat et non pas uniquement les coûts incrémentaux.

Ils élargissent ainsi le périmètre des coûts à prendre en compte, qui comprennent à la fois les coûts incrémentaux pour remplir les obligations du contrat (ex : la main d'œuvre et les coûts matières) mais aussi une allocation des autres coûts directement liés au contrat (ex : une quote-part de l'amortissement des équipements utilisés, des assurances).

Le Groupe n'a pas d'impact matériel résultant de l'application de ces amendements.

1.2.3 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1er janvier 2021 aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes consolidés au 31 décembre 2021 en note 1.2.1.

Dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.4 Autres textes applicables à compter du 1er janvier 2022

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises - Référence au cadre conceptuel ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1er janvier 2023

1.2.5.1 Amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : Impôts différés rattachés à des actifs et passifs issus d'une même transaction

A compter du 1er janvier 2023, les entités devront désormais comptabiliser des impôts différés sur les transactions qui, lors de leur comptabilisation initiale, donnent lieu à des montants identiques de différences temporelles imposables et déductibles. Les amendements de la norme IAS 12 visent ainsi à clarifier le traitement des impôts différés liés aux contrats de location, ainsi qu'aux coûts de démantèlement.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de leur application.

1.2.5.2 IFRS 17 « Contrats d'assurance »

La norme IFRS 17 pose les principes pour la reconnaissance, l'évaluation, la présentation et les informations à fournir concernant les contrats d'assurance entrant dans le champ d'application de la norme.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel pouvant résulter de son application.

1.2.5.3 Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- IAS 1 « Présentation des états financiers » : Informations à fournir sur les méthodes comptables ;
- IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs » : Définition d'une estimation comptable.

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;

- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2022 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.8.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient *via* sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

1.3.5 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Electricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).

1.4 Comparabilité des exercices

1.4.1 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

Les états financiers sont affectés par le niveau et la volatilité des prix de marché, de façon plus marquée qu'au 31 décembre 2021 sur certains agrégats.

Le total bilan passe de 361 milliards d'euros à 388 milliards d'euros, notamment sous l'effet de l'augmentation de la juste valeur des dérivés (voir notes 18.1.1 et 18.3.1) (dérivés de *trading* pour +10,5 milliards d'euros à l'actif et +6,9 milliards d'euros au passif ; dérivés de couverture pour +2,3 milliards d'euros à l'actif et pour +7,8 milliards d'euros au passif). Le total bilan avait augmenté de 306 milliards d'euros à 361 milliards d'euros entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021 sous l'effet également de l'augmentation de la juste valeur des dérivés, ainsi que du besoin en fonds de roulement clients et fournisseurs, et des appels de marge actif / passif sur les activités de *trading* (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021). Au sein des « Autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 et 6,1 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (voir note 13.5.4).

Au niveau du compte de résultat, on relève principalement :

- le chiffre d'affaires hors *trading* est en hausse de 82,9 à 136,4 milliards d'euros soit + 64% sous l'effet de l'augmentation des prix de marché, en électricité et en gaz. En France l'augmentation du chiffre d'affaires électricité a été limitée du fait des mesures mises en place par les Pouvoirs Publics pour limiter le montant des factures émises aux clients finals (bouclier tarifaire). Dans d'autres pays, des mesures de soutien ont également été mises en place, comme en Grande Bretagne en particulier à partir de septembre 2022, mais directement par les Pouvoirs Publics auprès des consommateurs finaux, donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15. D'autres pays ont plutôt mis en place des mesures fiscales avec des compléments d'impôt sur les sociétés comme en Italie ;
- les achats de combustible et d'énergie augmentent de 44,3 à 121 milliards d'euros soit + 173 %, dont un effet prix très élevé des achats d'électricité rendus nécessaire par la moindre production nucléaire du fait du phénomène de corrosion sous contrainte (voir note 5.2) ;
- la marge de *trading* atteint 7 milliards d'euros contre 1,5 milliard d'euros sur l'exercice 2021. Cette marge intègre une augmentation des réserves pour risque de contrepartie dans le contexte particulier du marché européen ;
- la volatilité des commodités (IFRS 9) au compte de résultat est de (0,8) milliard d'euros contre (0,2) milliard d'euros sur l'exercice 2021.

1.4.2 Effet de l'inflation et des taux d'intérêts sur la comparabilité d'exercices

Les états financiers sont également affectés par la pression inflationniste actuelle, entraînant, au travers des actions des banques centrales pour maitriser les anticipations d'inflation, une forte hausse des taux d'intérêts sur l'année 2022, qui a pour principales conséquences :

- une hausse des taux d'actualisation réels pour les provisions liées à la production nucléaire, entraînant à ce titre une baisse des provisions sur l'année 2022 de (4,6) milliards d'euros en France, (voir note 15.1.1), contre une hausse des provisions à ce titre de +1,1 milliard d'euros en 2021 (baisse du taux d'actualisation réel en France) ; la hausse des taux d'actualisation entraîne également une diminution des provisions nucléaires au Royaume-Uni de (2,9) milliards d'euros (voir note 15.2) et concomitamment de la créance vis-à-vis du NLF et de l'État britannique, qui est actualisée au même taux que les provisions qu'elle finance ;
- une hausse des taux d'actualisation réels au titre des hypothèses actuarielles retenues pour les engagements liés au personnel, expliquant principalement la baisse des engagements sur l'année 2022 pour (12,8) milliards d'euros (voir notes 16.1.1 et 16.1.2). Sur l'année 2021, les écarts actuariels liés à ces hypothèses avaient varié de (0,2) milliard d'euros ;
- une hausse des CMPC retenus pour les tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels de 100 à 130 points de base en moyenne, ayant entraîné la dépréciation partielle du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1,2 milliard d'euros (voir note 10.8).

Dans le même temps, ce contexte inflationniste et de hausse des taux d'intérêts explique au premier ordre l'évolution des marchés financiers sur l'exercice et en conséquence l'évolution à la baisse de la valeur au bilan entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 des actifs dédiés d'EDF (baisse de (3,6) milliards d'euros – voir note 15.1.2.4) et des actifs de couverture des engagements liés au personnel (baisse de (10) milliards d'euros – voir note 16.1.1). Entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021, la valeur au bilan des actifs dédiés et des actifs de couverture des engagements envers le personnel avait évolué respectivement de +3,1 milliards d'euros et +1,7 milliard d'euros.

1.4.3 Impacts de la guerre en Ukraine

Le Groupe a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. Le Groupe a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme. S'agissant du gaz, le Groupe a un unique contrat gaz (Edison), avec une filiale européenne d'une entreprise russe, représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et se terminant fin 2022. Le Groupe n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé. La filiale Dalkia Russie a été cédée sur le premier semestre 2022 (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 et note 7).

Note 2 Synthèse faits marquants

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2022** et jusqu'à la date de l'arrêté des comptes du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire** :
  - Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et le déchargement du combustible est en cours à Hunterston B (*cf.* communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 15) ;
  - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
  - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 5) ;
  - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022) ;
  - Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.6 et 10.8) ;
  - Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.6) ;
  - Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - *Development Consent Order*) à Sizewell C (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 20 juillet 2022, voir note 10.6) ;
  - Le 15 septembre 2022, EDF a ajusté l'impact de la baisse de la production du Groupe pour 2022 suite aux annonces du Gouvernement sur plafonnement de la hausse des prix en 2023 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 septembre 2022, voir note 5) ;
  - Le 3 novembre 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 3 novembre 2022, voir note 5) ;
  - EDF et GE ont signé un accord définitif relatif à l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 10 février 2022 et du 4 novembre 2022, voir note 3.1) ;

- EDF se félicite de la décision du gouvernement britannique de co-financer le développement du projet Sizewell C (*cf.* communiqué de Presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 10.6) ;
- Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022, voir note 10.6).

- **Plan de cessions :**
  - Edison a signé un accord pour la cession de la participation dans North Reggane à Repsol et Wintershall Dea (*cf.* communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1) ;
  - EDF a finalisé la cession de sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 septembre 2022 et 25 janvier 2023, voir note 3.1) ;
  - EDF Trading a cédé ses activités de vente au détail en Amérique du Nord à bp (*cf.* communiqués de presse d'EDF Trading du 12 septembre et 30 novembre 2022, voir note 3.1) ;
  - Imtech, société du Groupe Dalkia au Royaume-Uni a signé un accord avec Duke Street portant sur la cession de sa filiale Suir Engineering (*cf.* communiqués de presse de Dalkia du 14 novembre 2022 et du 1 février 2023, voir note 3.1).
- **Opérations de financement :**
  - EDF a conclu des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 mars 2022, voir note 18.3.2.1) ;
  - EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital d'un montant de plus de 3,150 milliards d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 5 avril 2022, voir note 14.1) ;
  - Le groupe EDF a lancé une augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 12 mai 2022, voir notes 7 et 14.1) ;
  - EDF et la Banque Européenne d'Investissement (BEI) ont annoncé la signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros au service de la transition énergétique du réseau de distribution électrique géré par Enedis (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 18.3.2.1) ;
  - EDF a annoncé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior multi-tranches, dont une verte, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 5 octobre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
  - EDF et Crédit Agricole CIB ont signé un financement dédié à la maintenance du parc nucléaire français pour un montant de 1 milliard d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 18 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
  - EDF a conclu des financements bancaires supplémentaires pour 2,1 milliards d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 29 novembre 2022, voir note 18.3.2.1) ;
  - EDF a annoncé une émission obligataire hybride pour un montant nominal de 1 milliard d'euros et son intention d'exercer son option de remboursement des obligations hybrides USD en circulation dont l'option de remboursement est en janvier 2023 (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 30 novembre 2022 et 21 décembre 2022, voir notes 14.4 et 18.3.2.1) ;
  - EDF a annoncé une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 19 janvier 2023).
- **Energies renouvelables** :
  - EDF a remporté une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer (*cf.* communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables du 1er mars 2022, voir note 12.3) ;
  - EDF Renouvelables a mis en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël (*cf.* communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 8 juin 2022, voir note 12.3) ;
  - Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. a finalisé le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 26 septembre 2022, voir note 12.3) ;
  - Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire (*cf.* communiqués de presse d'EDF Renouvelables du 13 avril , 22 septembre et 23 novembre 2022, voir note 12.3).
- **Projet d'opération sur le capital du Groupe :**
  - Suspension de la cotation des titres de capital (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 juillet 2022) ;
  - Constitution d'un Comité *ad hoc* (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 juillet 2022) ;
  - Désignation d'un expert indépendant (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 juillet 2022) ;
  - Le Conseil d'administration d'EDF rend un avis motivé favorable sur le projet d'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 octobre 2022) ;
  - Ouverture de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 23 novembre 2022) ;
  - Décision du Tribunal de commerce de Paris (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 10 novembre 2022 et 19 décembre 2022) ;
  - Point sur le calendrier de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 26 janvier 2023) ;
  - Résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.1 et 22.2.1) ;
  - OCEANE EDF à échéance 2024 : nouveau ratio de conversion / échange suite au résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 8 février 2023, voir notes 14.5 et 18.3.2.2).
- **Autres faits marquants du Groupe :**
  - Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
  - Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 17) ;
  - Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5 et 17.2) ;
  - Recours relatif à l'attribution de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 9 aout 2022 et du 27 octobre 2022, voir note 5.1.1) ;
  - Décision du Conseil d'État sur le recours relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 5 février 2023, voir note 5.1.1).

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2021** étaient les suivants :

- **Développements dans le nucléaire** :
  - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir note 7) ;
  - Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021) ;
  - Révision de la durée de vie des réacteurs avancés refroidis au gaz (*Advanced Gas-cooled Reactor* - AGR) (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).
- **Plans de cession :**
  - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1.2) ;
  - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1.2) ;
  - Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (*cf.* communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1.2) ;
  - EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1.2) ;

- EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1.2) ;
- Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (*cf.* communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1.2) ;
- EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

- **Energies renouvelables** :
  - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir note 3.1.2).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF a arrêté le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

Note 3 Périmètre de consolidation

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de la première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

3.1.1 Evolutions du périmètre en 2022

Sur l'exercice 2022, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia, le 19 décembre 2022. L'acquisition n'a pas d'impact significatif sur les états financiers du Groupe ;
- la cession des activités de détail d'EDF Trading North America à bp : le 12 septembre 2022, EDF Trading Limited a conclu un accord ferme avec bp pour vendre 100 % d'EDF Energy Services LLC (EDFES). Les activités d'EDF Trading en Europe, en Asie et ses activités de négoce en gros en Amérique du Nord ne sont pas affectées par l'accord. Suite à la satisfaction de toutes les conditions préalables nécessaires, EDF Trading Limited a annoncé le 30 novembre 2022 la finalisation de la vente à bp. Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,5 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a signé d'autres accords engageants qui n'ont pas été finalisés en 2022 et qui impacteront le périmètre en 2023 :

- la cession par Edison de la participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie ;
- l'acquisition par EDF de l'activité nucléaire de GE Steam Power ;
- la cession de Suir Engineering par Imtech réalisée le 1er février 2023 ;
- la cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas réalisée le 25 janvier 2023.

Cession de la participation dans North Reggane par Edison

Le 4 mai 2022, Edison a annoncé la signature d'un accord pour la vente de sa participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie, complétant ainsi la cession de toutes les activités d'exploration et de production (E&P) suite à la réorientation stratégique de la société vers ses activités de transition énergétique. En vertu de cet accord, Edison cèdera sa participation de 11,25 % dans le champ gazier *onshore* de Reggane-Nord à Wintershall Dea Algeria Gmbh.

Le 29 juin 2022, Edison a annoncé signer un avenant au contrat de cession après l'exercice par Repsol de son droit de préemption, conformément au *Joint Operation Agreement* correspondant. Le contrat signé le 4 mai 2022 a été modifié en conséquence pour refléter la cession de la participation d'Edison entre Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %).

L'accord est basé sur une valeur pour la participation d'Edison dans Reggane-Nord d'environ 100 millions de dollars.

La finalisation de la transaction de vente est jugée hautement probable, bien qu'elle soit encore soumise à certaines approbations. En conséquence, les actifs et passifs correspondants ont été classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022 (voir note 3.2).

L'acquisition de l'activité nucléaire de GE Steam Power

Le 4 novembre 2022, EDF et GE ont signé un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor).

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022[1].

Cette transaction permettra au groupe EDF de maitriser les technologies et les compétences relatives à l'ilot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après levée des conditions suspensives habituelles y compris l'obtention des autorisations réglementaires requises.

La cession de Suir Engineering par Imtech

Le Groupe Imtech, détenu conjointement par Dalkia et EDF Energy, a annoncé avoir signé le 14 novembre 2022 avec le fonds d'investissement privé britannique Duke Street, un accord engageant relatif à la cession de 100 % du capital de sa filiale irlandaise Suir Engineering Ltd.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, Imtech a annoncé le 1er février 2023 la finalisation de la cession de Suir Engineering Ltd. au fonds d'investissement Duke Street.

Cette transaction aura un impact sur l'endettement financier du Groupe pour 0,1 milliard d'euros en 2023.

La cession de la participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas

Le 27 septembre 2022, EDF a annoncé avoir conclu un accord pour vendre sa participation dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas. EDF détient et exploite 50 % de la centrale, conjointement avec son partenaire Pzem. EDF a signé le 27 septembre 2022 un accord avec EPH, producteur et gestionnaire du réseau d'électricité tchèque, pour la vente de la centrale.

Après obtention des autorisations règlementaires requises, le Groupe a annoncé le 25 janvier 2023 la finalisation de la cession de sa participation dans la centrale de Sloe à EPH.

Cette transaction a un impact de 0,2 milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe en 2022 (principalement liée à la reprise d'une provision pour contrat onéreux devenue sans objet) et aura un impact non significatif sur l'endettement financier du Groupe en 2023.

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021) :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

(1) Voir le communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022 « EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ».

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Principes et méthodes comptables

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**150**	**69**
PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**37**	**30**

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non financiers non courants[1]	62	-
Actifs financiers non courants	-	-
Actifs non financiers courants[2]	88	69
Actifs financiers courants	-	-
TOTAL DES ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**150**	**69**

[1] *Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles.*

[2] *Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.*

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Passifs non financiers non courants[1]	-	-
Passifs financiers non courants	-	-
Passifs non financiers courants	37	30
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIES AUX ACTIFS DETENUS EN VUE LEUR VENTE	**37**	**30**

[1] *Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.*

Au 31 décembre 2022, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- À l'actif :
  - le complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie),
  - la cession en cours des actifs E&P Algérie d'Edison ;
- Au passif, le montant correspond principalement à la cession en cours d'E&P Algérie d'Edison.

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2022

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production – Commercialisation »** (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, ...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* ;
- **« Distribution »** (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport »** (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute Tension ;
- **« Réacteurs et Services (Framatome) »** (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- **« Services et autres activités »** (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	95,10	A
Cyclife		100,00	100,00	A
IZI Confort (ex CHAM SAS)		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
IZI Solutions		100,00	100,00	A
IZI Solutions Renov		100,00	100,00	A
IZIVIA		100,00	100,00	A
EDF Pulse Holding		100,00	100,00	A
Hynamics		100,00	100,00	P
Agregio		100,00	100,00	A
Energy2Market (E2M)		100,00	100,00	A
EDF ENR (ex ENRS)		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	51,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Framatome				
Framatome	France	75,50	75,50	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,17	97,17	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
Lingbao[1]	Chine	65,00	n.c.	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres

n.c. = non consolidé.

[1] L'entité Lingbao est consolidée par intégration globale depuis 2022.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
EDF Renouvelables				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
Dalkia				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum[1]	France	n.c.	100,00	A
Citégestion [1]	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

n.c. = non consolidé

[1] A la suite de la cession de ses filiales à d'autres entités du Groupe (Dalkia, Edison, Luminus) ou à l'extérieur du Groupe (pour des montants non significatifs) la holding Citelum n'a plus lieu d'être consolidée. Seule l'entité Citégestion reste consolidée en intégration globale.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

France – Activités de production et commercialisation		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Activité
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest)[1]	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	-	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	-	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	-	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	-	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	33,33	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,67	16,67	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
[1]La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2022	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2022
Edison SpA	97,17	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France – Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France – Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Electricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Framatome »** qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- **« Autre international »** qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[5]	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	46 787	17 888	2 099	16 085	29 278	5 369	1 404	5 825	18 741	-	143 476
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 899	194	2 023	13	24	290	754	838	983	(7 018)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 686**	**18 082**	**4 122**	**16 098**	**29 302**	**5 659**	**2 158**	**6 663**	**19 724**	**(7 018)**	**143 476**
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**(23 144)**	**6 723**	**589**	**1 325**	**1 115**	**336**	**909**	**333**	**7 089**	**(261)**	**(4 986)**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**(28 739)**	**3 142**	**271**	**(1 166)**	**481**	**(40)**	**179**	**120**	**6 650**	**(261)**	**(19 363)**
Bilan :											
Goodwill	132	223	1 448	6 541	148	49	187	643	142	-	9 513
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 310	69 070	2 894	26 676	5 876	2 276	11 595	2 347	483	-	182 527
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises[1]	3 421	-	84	180	234	1 965	2 519	63	955	-	9 421
Actifs financiers et trésorerie[2]	57 926	450	402	15 202	1 209	879	2 583	293	38 549	-	117 493
Autres actifs sectoriels[3]	32 997	5 402	2 156	6 072	5 501	1 415	1 127	3 311	11 047	-	69 028
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	150	-	-	-	-	-	150
TOTAL ACTIF	**155 787**	**75 145**	**6 984**	**54 671**	**13 118**	**6 584**	**18 011**	**6 657**	**51 176**	**-**	**388 132**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 552)	(3 560)	(310)	(915)	(480)	(314)	(601)	(294)	(53)	-	(11 079)
Pertes de valeur	(4)	(54)	(1)	(1 447)	(68)	(57)	(129)	-	(2)	-	(1 762)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	117	48	63	9 347	479	558	916	225	519	-	12 272
Investissements corporels et incorporels	5 745	4 739	283	4 541	560	306	1 806	319	25	-	18 324
Emprunts et dettes financières	103 476	5 270	326	7 945	1 733	16 442	9 694	2 467	5 251	(56 551)	96 053
- dont dettes externes	*89 547*	*797*	*267*	*309*	*902*	*157*	*3 593*	*347*	*134*	*-*	*96 053*
- dont dettes intersecteurs[6]	*13 929*	*4 473*	*59*	*7 636*	*831*	*16 285*	*6 101*	*2 120*	*5 117*	*(56 551)*	*-*

[1]Au 31 décembre 2022, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.
[2]La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 27 369 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 14 000 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 29 861 millions d'euros (en « Autres métiers »).
[3]Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.
[4]Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.
[5]Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 7 038 millions d'euros.
[6]Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France - Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.1.2 Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume - Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers[5]	Éliminations inter secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires inter secteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**33 182**	**17 564**	**3 362**	**10 114**	**11 212**	**3 353**	**1 767**	**5 196**	**3 905**	**(5 194)**	**84 461**
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	**7 394**	**5 992**	**584**	**(21)**	**1 046**	**267**	**815**	**378**	**1 824**	**(274)**	**18 005**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 394**	**2 610**	**265**	**(2 016)**	**608**	**(475)**	**241**	**217**	**1 655**	**(274)**	**5 225**
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises[1]	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie[2]	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels[3]	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	**142 507**	**72 120**	**6 644**	**56 879**	**13 524**	**6 163**	**15 434**	**5 874**	**41 821**	**-**	**360 966**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements[4]	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 386	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
- dont dettes externes	*63 378*	*820*	*237*	*201*	*988*	*112*	*3 165*	*303*	*202*	*-*	*69 406*
- dont dettes intersecteurs[6]	*7 836*	*2 566*	*67*	*5 216*	*914*	*13 649*	*4 348*	*1 840*	*3 065*	*(39 501)*	*-*

[1]Au 31 décembre 2021, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.
[2]La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs dédiés de 31 013 millions d'euros en France - Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance NLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 millions d'euros (en « Autres métiers ») .
[3]Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.
[4]Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.
[5]Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 518 millions d'euros.
[6]Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque, …).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres[1]	Total
2022 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France[2]	47 087	17 077	511	64 675
- dont International et autres métiers	69 086	-	9 715	78 801
CHIFFRE D'AFFAIRES	**116 173**	**17 077**	**10 226**	**143 476**

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres[1]	Total
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France[2]	31 678	16 960	377	49 015
- dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	**58 970**	**16 960**	**8 531**	**84 461**

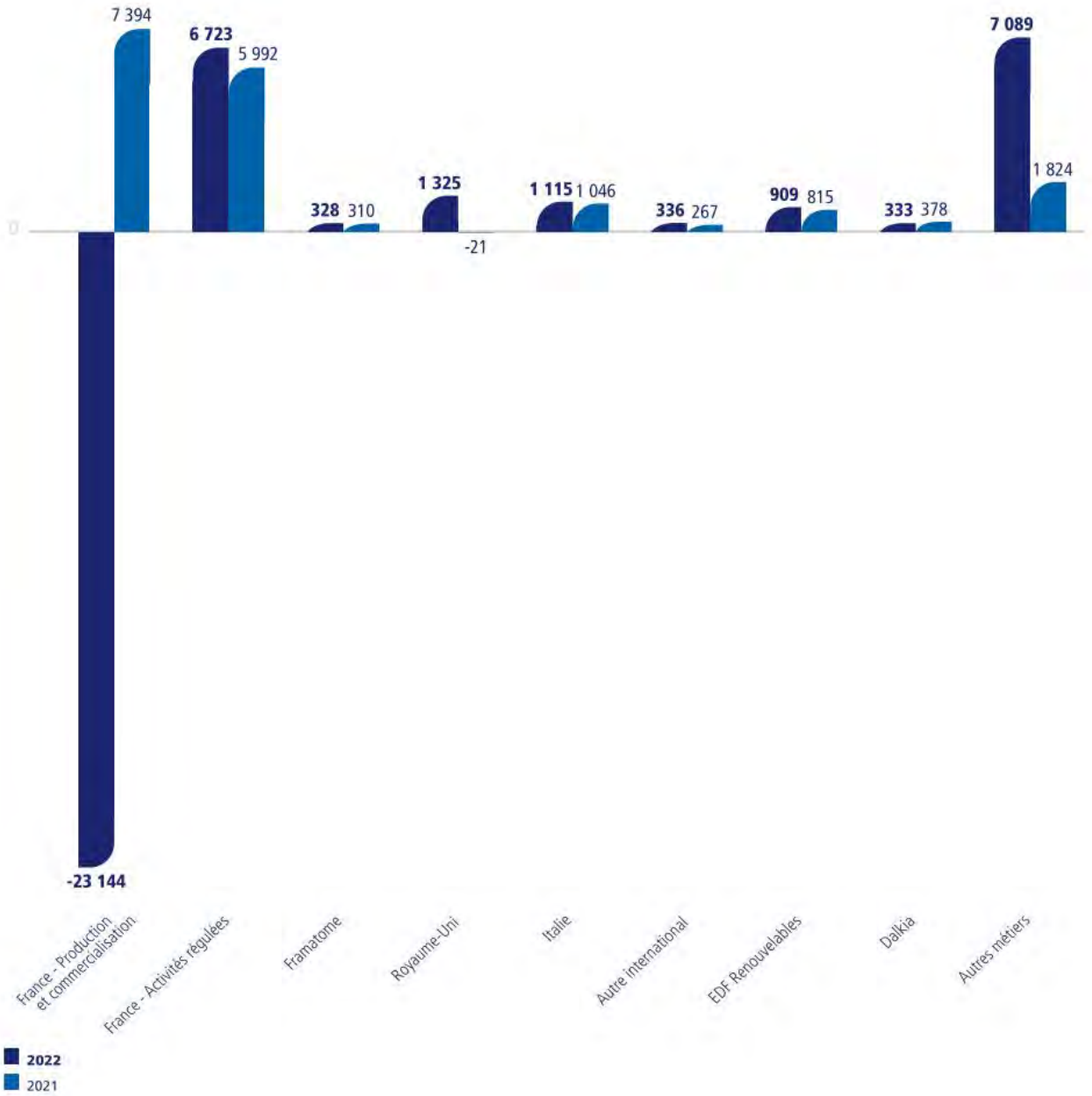
[1]Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome et Dalkia.
[2]La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Chiffre d'affaires	*5.1*	**143 476**	**84 461**
Achats de combustible et d'énergie	*5.2*	**(121 010)**	**(44 299)**
Services extérieurs		(15 353)	(14 145)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(4 284)	(3 698)
Production stockée et immobilisée		9 949	8 987
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		268	261
Autres consommations externes[1]		**(9 420)**	**(8 595)**
Charges de personnel	*5.3*	**(15 236)**	**(14 494)**
Impôts et taxes	*5.4*	**(3 163)**	**(3 330)**
Autres produits et charges opérationnels	*5.5*	**367**	**4 262**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(4 986)**	**18 005**

[1]Les autres consommations externes augmentent de 9,6% par rapport à 2021. Retraitées des effets de change et périmètre, elles augmentent de 8,4 % par rapport à 2021.

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (voir note 4.1) :



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en forte baisse organique de 128 % soit (23 082) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France – Activités de production et commercialisation ((30 534) millions d'euros), Autres métiers (+5 215 millions d'euros), Royaume-Uni (+1 428 millions d'euros), et France – Activités régulées (+731 millions d'euros).

L'excédent brut d'exploitation négatif à hauteur de (23 144) millions d'euros du secteur **France – Activités de production** et commercialisation (en recul de 30 534 millions d'euros) s'explique par les achats d'électricité à prix de marché très élevés rendus nécessaires par le recul de la production nucléaire (-81,7 TWh), essentiellement en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, pour un impact estimé à (29) milliards d'euros. L'EBE est également pénalisé par la baisse de la production hydraulique, pour environ (2,5) milliards d'euros. Enfin la hausse des prix de marché n'a pu être répercutée aux clients que de façon limitée du fait des mesures régulatoires exceptionnelles adoptées par le gouvernement limitant la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022 (bouclier tarifaire et ARENH +, voir note 5.1).

Concernant les **Autres métiers**, la hausse de l'excédent brut d'exploitation de 5 215 millions d'euros s'explique principalement par la forte croissance de l'EBE d'EDF Trading en augmentation de 5 168 millions d'euros, compte tenu de la forte performance des activités dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités et dans les différentes géographies.

Au **Royaume-Uni,** l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 428 millions d'euros s'explique principalement par la hausse de la production nucléaire (+5 %). L'activité de commercialisation est impactée négativement par la répercussion partielle de hausse des prix aux clients particuliers, malgré des augmentations importantes du tarif plafonné. Enfin, les charges opérationnelles sont en baisse en raison principalement de la fermeture des centrales de Dungeness B, Hinkley Point B et Hunterston B.

L'excédent brut d'exploitation du secteur **France – Activités régulées** est en croissance de 731 millions d'euros, principalement sous l'effet de la rétrocession accordée par RTE au titre des recettes d'interconnexions suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 pour un montant estimé à 1 723 millions d'euros, et par un effet prix défavorable sur les achats de pertes en lien avec l'évolution des prix de marché, pour un montant estimé à 1 milliard d'euros.

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)*. Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures, forwards, swaps* et *options*.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO_2, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de *trading* (comptabilisée sous forme de coentreprise) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, codétenue par JERA.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des Certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars ; 42,5 €/kW en avril ; 41,9 €/kW en juin ; 41,9 €/kW en septembre ; 45,0 €/kW en octobre et 60,0 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : sur les 5 mois de la période de pointe;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de Certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de Certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer, des enchères complémentaires sont organisées un an avant la livraison. L'année de livraison couvre la période du 1er octobre au 30 septembre. Les fournisseurs de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité et sont passibles de sanction en cas de non-respect de leurs obligations.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Le gouvernement a apporté, au fil du temps, plusieurs changements au fonctionnement détaillé du marché de capacité dans le but de s'assurer qu'il continue d'atteindre son objectif de manière efficace. Cependant, les grands principes du mécanisme sont restés inchangés.

Le gouvernement étudie actuellement les options de réforme du marché de la capacité afin d'améliorer l'assurance de livraison et de soutenir l'alignement sur l'objectif net zéro et son engagement à fournir un système électrique décarboné d'ici 2035, sous réserve de la sécurité d'approvisionnement. Il pourrait également envisager d'autres modifications dans le cadre de l'examen des accords sur le marché de l'électricité (REMA). Les principales mesures actuellement à l'étude comprennent le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en modifiant les exigences relatives à la démonstration de l'atteinte des performances et en augmentant les sanctions en cas de non-livraison en période de tension du système ; et l'alignement du marché de capacité sur l'objectif net zéro en introduisant des limites d'émission beaucoup plus strictes à partir d'octobre 2034 pour les nouvelles centrales.

Comme pour les modifications précédentes du marché de capacité, la modification des règles devrait s'appliquer à tout nouvel accord de capacité attribué, mais ne modifierait pas sensiblement les droits et obligations des fournisseurs de capacité à l'égard des accords de capacité existants.

Dispositif italien : un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché *day-ahead* (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizo di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et Edison a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75k €/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. En février 2022, une nouvelle enchère pour 2024 a eu lieu, la capacité offerte par Edison de 2,3 GW a été entièrement retenue pour un prix annuel de 33 k€/MW pour les centrales existantes.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à TERNA ou en cas d'indisponibilité de l'installation.

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des tarifs réglementés de vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1€/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant, par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie, les TRVE et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1er avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillé ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n°2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1er février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels qui serait applicable à compter du 1er août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1er août 2022. En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1er août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

L'article 181 de la loi de Finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit ainsi que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions motivées de la CRE et fixer, par

arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non-résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une créance à hauteur de 1 571 millions d'euros en 2022 (voir notes 5.5.1 et 13.5.4).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2023. Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences à apurer du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiel et non résidentiel) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1er février 2023.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n°2021-13 du 21 janvier 2021, portant la décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1er août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n°2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1er août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n°2022-317 du 1er décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

En outre, dans une autre délibération n°2022-323 du 8 décembre 2022, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de RTE. Dans le contexte de forte croissance et de volatilité des prix de gros de l'électricité au niveau européen, cet excédent versé au CRCP, au titre de l'année 2022, provient essentiellement de recettes d'interconnexions particulièrement élevées. Cette restitution aura un effet direct pour les utilisateurs raccordés au réseau public de transport exploité par RTE, qui bénéficieront d'un versement unique de RTE avant le 15 mars 2023. Enedis, en tant que principal utilisateur du réseau de RTE, bénéficiera de ce versement anticipé. Le Groupe a ainsi reconnu à ce titre un avoir à recevoir de RTE d'un montant de 1 723 millions d'euros (voir note 13.3.4).

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE pour contester la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n°2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est close depuis le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce ayant constaté la péremption de l'instance.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Electricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 30 novembre 2022 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2022. Ainsi, la contribution forfaitaire de Strasbourg Electricité Réseaux s'élève à 1,6 millions d'euros et celle d'Enedis à 27,41 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an. Il a été ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n°2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour le Groupe :

- la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacité) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1er avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF a annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les quatre arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du Dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,2 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définis par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022 (voir note 2). La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du Dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n°2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF, comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant (voir note 10.8).

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	129 831	77 432
- dont ventes d'énergie[(1)]	*109 281*	*56 866*
- dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement[(2)])	*20 550*	*20 566*
Autres ventes de biens et de services	6 607	5 511
Trading	7 038	1 518
CHIFFRE D'AFFAIRES	**143 476**	**84 461**

[(1)]En 2022, les ventes d'énergie incluent 12 229 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 623 millions d'euros en 2021. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité). En 2021, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité).

[(2)]Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2022 est en hausse de 69,4 % soit + 58,6 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne la majorité des segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et a généralement des effets neutres ou modérés en EBE, voire négatifs. Elle est portée en particulier par les secteurs : France – Activités de production et commercialisation (+15,2 milliards d'euros), Italie (+18 milliards d'euros), Autres métiers (+15,5 milliards d'euros), Royaume-Uni (+6,2 milliards d'euros), Autres international (+1,9 milliard d'euros) et Dalkia (+ 1,3 milliard d'euros). Le chiffre d'affaires des segments moins ou peu exposés aux effets prix de marché des énergies (EDF Renouvelables, Framatome) est en croissance par rapport à 2021.

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production** est en hausse organique de +15,2 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix évalués à +7,2 milliards d'euros, toutefois limités par les mesures mises en place au titre du « bouclier tarifaire » et la rétrocession aux clients des effets du dispositif ARENH+. Les effets volumes (climat, effets portefeuille, moindres consommations notamment sur le dernier trimestre 2022) sont évalués à environ (1,2) milliard d'euros. Le chiffre d'affaires est également porté par l'impact de la revente de l'électricité issue des obligations d'achat pour +4 956 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat). Ce montant intègre également le chiffre d'affaires lié aux ventes d'ARENH complémentaire aux fournisseurs alternatifs pour +895 millions d'euros (effet négatif en EBE - voir notes 5 et 5.1.1). Enfin, cette progression est accentuée par la bonne performance des filiales d'agrégation, à hauteur de +2 404 millions d'euros (sans impact significatif sur l'EBE).

La hausse organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** pour + 18 milliards d'euros provient du segment Gaz à hauteur de 13,4 milliards d'euros, qui s'explique principalement par des effets prix favorables, et dans une moindre mesure par la hausse des volumes vendus et du segment Electricité pour 4,6 milliards d'euros, principalement lié à des effets prix.

La croissance organique du chiffre d'affaires des **Autres métiers** de + 15,5 milliards par rapport à 2021, provient essentiellement des activités gazières (+10 milliards d'euros) sous-tendue par la hausse des prix de marché de gros du gaz et celle des volumes vendus, et de la marge d'EDF Trading (+5,5 milliards d'euros), du fait de la performance des activités de *trading* réalisées en Europe et aux États-Unis dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

La hausse organique du chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** pour + 6,2 milliards d'euros par rapport à 2021, s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie et à une production nucléaire en hausse de +1,9 TWh en lien avec une bonne disponibilité du parc et à un programme de maintenance moins chargé, malgré la fermeture de Hunterston B en janvier 2022 et de Hinkley Point B en août 2022. Les différentes mesures de soutien mises en place par le gouvernement britannique en BtC et en BtB à partir de septembre 2022 sont directement prises en charge par l'État auprès des clients finaux, et sont donc sans effet sur le niveau du chiffre d'affaires reconnu conformément à IFRS 15.

La hausse organique du chiffre d'affaires du segment **Autre international** de + 1,9 milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du chiffre d'affaires en Belgique de 1,8 milliard d'euros (essentiellement Luminus). Cette évolution résulte d'effets prix en électricité et en gaz.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** en hausse organique de + 1,3 milliard d'euros, résulte principalement de la hausse des prix du gaz. Il bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Achats consommés de combustible – production d'énergie[1]	(34 509)	(14 973)
Achats d'énergie[1]	(81 943)	(21 417)
Charges de transport et d'acheminement	(6 142)	(8 088)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(6)	(10)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 590	189
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(121 010)**	**(44 299)**

[1]En 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 2 927 et 41 458 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 864 et 4 167 millions d'euros en 2021. En 2022, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2021, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 76,6 milliards d'euros par rapport à 2021, principalement sur les secteurs France - Activité de production et commercialisation pour 42,2 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 17,7 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz présentés sur la ligne « Achats consommés de combustible - production d'énergie »), Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 9,8 milliards d'euros) et Royaume - Uni pour 5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité). En France, cette hausse s'explique principalement par les achats réalisés à prix élevés sur le marché, environ 30 milliards d'euros en variation, induits par la moindre production nucléaire (81,7 TWh), en particulier en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte ; elle intègre également les achats réalisés dans le cadre du dispositif spécifique d'ARENH complémentaire (5 milliards d'euros sur 2022, voir note 5.1.1).

Le montant des achats d'énergie réalisés dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France (inclus dans la ligne « Achats d'énergie ») est en légère diminution, portée par un effet volume de -8 %.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Rémunérations	(10 254)	(9 351)
Charges de sécurité sociale	(2 208)	(2 059)
Intéressement et participation	(333)	(319)
Autres contributions liées au personnel	(352)	(350)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(226)	(219)
Avantages à court terme	**(13 373)**	**(12 298)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 096)	(1 029)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(855)	(1 003)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 951)**	**(2 032)**
Autres avantages à long terme	121	(132)
Indemnités de fin de contrat	(33)	(32)
Autres charges de personnel	**88**	**(164)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(15 236)**	**(14 494)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +4,2 % par rapport à 2021.

L'augmentation des rémunérations est notamment liée aux effets de mesures salariales mises en place dans les différentes entités du Groupe en 2022 en lien avec le niveau d'inflation.

Les charges de personnel relatives aux régimes à prestations définies diminuent suite à la réforme des régimes chez EDF Energy (voir note 16).

Les charges de personnel relatives aux autres avantages long terme incluent l'effet favorable de l'augmentation du taux d'actualisation en France (voir note 16.1.3).

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2022	2021
Statut IEG	94 232	94 775
Autres	70 796	68 648
EFFECTIFS MOYENS	**165 028**	**163 423**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2022.

5.4 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	(310)	(301)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 623)	(1 672)
Autres impôts et taxes	(1 230)	(1 357)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 163)**	**(3 330)**

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 6,2 % par rapport au 31 décembre 2021, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergies pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

S'agissant du groupe EDF, sont notamment concernés nos activités en France, en Belgique et en Italie.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, 100 €/MWh pour l'éolien ou le solaire, entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation). Par ailleurs, la France a fait le choix de taxer les installations de production d'électricité fonctionnant au gaz (y compris les cogénérations). Pour ces dernières, le seuil varie entre 40 et 110 €/MWh auquel il convient d'ajouter le coût du combustible.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en France, sont concernées par la CRI, EDF SA ainsi que les entités françaises des groupes Dalkia (14 millions d'euros) et EDF Renouvelables (37 millions d'euros) au titre respectivement de leur production sous forme de cogénération ou d'ENR en 2022.

S'agissant d'EDF SA, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (-81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Enfin, le groupe EDF est également soumis aux dispositions du règlement européen principalement en Belgique au titre de la production d'origine nucléaire et renouvelables à hauteur de 49 millions d'euros au titre de 2022 avec un seuil de 130 €/MWh et une taxation à 100 %. En Italie le groupe Edison est principalement concerné par des mesures de suppléments d'impôts sur les bénéfices (voir note 9).

5.5 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Subventions d'exploitation	*5.5.1*	1 055	5 685
Résultat de déconsolidation	*5.5.2*	168	302
Résultat de cession d'immobilisations	*5.5.2*	(167)	(29)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants	*5.5.3*	(307)	124
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation [1]		(1 059)	(381)
Autres produits et charges	*5.5.4*	677	(1 439)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		**367**	**4 262**

[1] *Voir notes 15.1.1.1 et 17.2.*

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de Service public de l'énergie à compenser au titre de 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A *contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de Service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser. Initialement compensées *via* deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), intitulée également sur les factures clients « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de cette taxe était fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la Taxe soit 1€/MWh pour les particuliers et 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n°2022-202) en date du 13 juillet, la seconde (n°2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

5.5.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2022 les plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 192 millions d'euros (245 millions d'euros en 2021).

En 2021, ils intégraient également des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz en Italie) (voir note 3.1.2).

5.5.3 Dépréciations et reprises nettes des actifs courants

Les dépréciations et reprises nettes des actifs courants intègrent principalement en 2022 des dépréciations de créances clients au Royaume-Uni et en Belgique (voir note 13.3).

5.5.4 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2022 s'explique principalement par le déplafonnement des avoirs sur compléments de rémunération correspondant à l'impact de la loi de Finance Rectificative (article 38 de la loi de Finances Rectificative pour 2022 et arrêté du 28 décembre 2022 publié au Journal officiel du

31 décembre 2022) et à la hausse des prix spot ayant comme conséquence de générer pour les producteurs des primes négatives dont ils sont redevables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. A l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n°1 le 22 février 2020 et du réacteur n°2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;

  Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

A compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation suite à l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Certificats d'économie d'énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Mécanisme règlementaire en France

La 4e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5e période.

Le décret n°2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroit l'efficience du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5ème période CEE (1er semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5ème période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc versus 1 770 TWhc initialement, avec +200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc versus 730 TWhc initialement, avec +400 TWhc sur 2023- 2025.

Ainsi, entre la 4ème période CEE (2018-2021) et la 5ème période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc versus 2 133 TWhc).

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Principes et méthodes comptables

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

(en millions d'euros)	2022	2021
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE *TRADING*	**(849)**	**(215)**

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (215) millions d'euros au 31 décembre 2021 à (849) millions d'euros au 31 décembre 2022, principalement en lien avec la forte volatilité des prix observés en 2022 sur les marchés des commodités (électricité et gaz).

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (687) millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils comprennent principalement :

- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (638) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- le résultat de cession d'EDF Energy Services LLC (activité de commercialisation d'énergie d'EDF Trading North America, voir note 3.1) et de Dalkia Russie (voir communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022 en note 1.4.3), ainsi que des compensations versées à des partenaires pour un montant net de 68 millions d'euros ;
- la charge liée à l'Offre préférentielle Réservée aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros (voir note 14.1) ;
- des provisions en lien avec les procédures civiles, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5).

S'agissant de l'ORS, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. L'opération s'est traduite par une augmentation de capital pour le Groupe avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris, durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix. La charge correspondant à cette décote est comptabilisée en contrepartie des réserves Groupe au sein des « Autres variations ».

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprenaient principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 17.3.6).

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Note 8 Résultat financier

8.1 Cout de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Charges d'intérêts sur opérations de financement[1]	(1 940)	(1 494)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(31)	15
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	89	32
Résultat net de change sur endettement	152	(12)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 730)**	**(1 459)**

[1]Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2022 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (77) millions d'euros ((75) millions d'euros en 2021).

Les charges d'intérêts sur opérations de financement sont en hausse de 446 millions d'euros ; cette hausse s'explique dans des proportions équivalentes par un effet taux dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et par un effet volume du fait de l'augmentation de l'endettement financier net du Groupe.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de ce produit / (charge) est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2022	2021
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme[1]	(663)	(498)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs[2]	770	(2 109)
Autres provisions et avances	67	(63)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**174**	**(2 670)**

[1]Voir note 16.1.3.
[2]Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31 décembre 2022 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1er janvier 2023 (en France : +1,6 % contre -0,4 % au 1er janvier 2022).

Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel en France de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. Sur la France, l'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 15.1).

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	95	38
Produits / (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	311	312
Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	345	673
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(3 272)	2 683
Autres charges financières	(433)	(217)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	75	120
Produits sur les actifs de couverture	419	319
Intérêts d'emprunts capitalisés	463	561
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(1 997)**	**4 489**

Les « Produits / (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2022 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 467 millions d'euros (605 millions d'euros en 2021) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de (122) millions d'euros (dont (68) millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 68 millions en 2021 (dont 41 millions d'euros en 2021 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2022, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour (3 272) millions d'euros dans un contexte de marchés baissiers dont (3 096) millions d'euros sur les actifs dédiés.

En 2021, les autres produits et charges financiers incluent des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros dans un contexte de marchés haussiers dont 2 739 millions d'euros sur les actifs dédiés.

Note 9 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarii envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

Dispositif dit « Pilier 2 »

Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum. Ainsi, en décembre 2021, l'Organisation pour la Coopération et le Développement Economiques (OCDE) a publié un projet de réforme des règles fiscales internationales proposant notamment l'instauration d'une imposition minimale de 15% sur les bénéfices réalisés par les groupes multinationaux (dispositif dit « Pilier 2 »). A la date de publication des états financiers, aucune juridiction où le Groupe exerce ses activités n'a transposé ces dispositions dans sa législation nationale. Le Groupe suit de près l'avancement du processus législatif dans chaque juridiction où il exerce ses activités, afin d'être en mesure de mettre en œuvre le dispositif lorsqu'il sera adopté.

Sur la base de l'accord à date et des taux d'impôt actuellement en vigueur dans les pays d'implantation du Groupe et sous réserve du développement des activités futures du Groupe ou d'évolutions législatives dans les pays d'implantation d'ici l'entrée en vigueur du texte, le Groupe ne s'attend pas à des impacts significatifs de ce projet de réforme en matière d'imposition sur les bénéfices.

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts courants	(1 894)	(2 016)
Impôts différés	5 820	616
TOTAL	**3 926**	**(1 400)**

En 2022, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (562) millions d'euros et des autres filiales pour (1 332) millions d'euros (respectivement (1 679) millions d'euros et (337) millions d'euros en 2021).

La hausse du produit d'impôt différé, 5 820 millions d'euros en 2022 contre 616 millions d'euros en 2021, s'explique principalement par les résultats déficitaires de l'exercice.

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2022	2021
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**(22 916)**	**5 585**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	28,41 %
Charge théorique d'impôt	**5 917**	**(1 587)**
Différences de taux d'imposition[1]	145	(349)
Différences permanentes [2]	(336)	(160)
Impôts sans base[3]	(478)	727
Actifs d'impôts différés non reconnus[4]	(1 320)	(36)
Autres	(2)	5
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**3 926**	**(1 400)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**17,13 %**	**25,09 %**

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 % (contre (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %).

La variation de 5 326 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 28 501 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 7 359 millions d'euros.

Le produit d'impôt est affecté de l'effet défavorable en 2022 de certaines décisions intervenues sur les contentieux fiscaux (voir note 17.3.1), des taxes exceptionnelles sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité mises en place en Italie, des pertes de valeur constatées sur l'exercice et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Il intègre également l'effet défavorable de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs en France, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités et les contentieux fiscaux), le taux effectif d'impôt ressort à 18,0 % au 31 décembre 2022 contre un taux de 21,3 % au 31 décembre 2021.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2022 :
  - [1] l'impact favorable pour 145 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 %,
  - [2] les provisions et pertes de valeurs, pour (279) millions d'euros,
  - [3] l'impact défavorable des taxes exceptionnelles sur les profits en Italie, pour (317) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (346) millions d'euros, partiellement compensés par l'effet favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de TSDI, pour 156 millions d'euros,
  - [4] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (1 320) millions d'euros, dont (1 551) millions d'euros provenant du groupe fiscal en France (voir note 9.4), partiellement compensés par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 296 millions d'euros ;
- pour 2021 :
  - [1] l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
  - [3] les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
  - [4] la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts différés actifs	1 667	1 150
Impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(734)**	**(1 965)**
Variation en résultat net	5 820	616
Variation en capitaux propres	2 323	694
Écarts de conversion	79	(93)
Mouvements de périmètre	13	28
Autres mouvements	(338)	(14)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**7 163**	**(734)**
Dont impôts différés actifs	8 696	1 667
Dont impôts différés passifs	(1 533)	(2 401)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2022 est liée à hauteur de 558 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((510) millions d'euros sur l'exercice 2021) ainsi qu'à hauteur de 1 181 millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((1 223) millions d'euros sur l'exercice 2021).

9.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 074)	(6 201)
Provisions pour avantages du personnel	3 927	4 706
Autres provisions et pertes de valeur	741	346
Instruments financiers	2 401	1 408
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	9 555	2 004
Autres	507	1 080
Impôts différés actifs et passifs	**11 057**	**3 343**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 894)	(4 077)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	**7 163**	**(734)**

Au 31 décembre 2022, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 894 millions d'euros (4 077 millions d'euros au 31 décembre 2021) et se situent principalement en France, en Italie et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 952 millions d'euros (2 913 millions d'euros au 31 décembre 2021) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel et aux déficits générés en 2022. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 309 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 490 millions d'euros (730 millions d'euros en 2021) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2026 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017 et les moins-values à long terme), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après 2017).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 7 898 millions d'euros (1 140 millions d'euros en 2021) et se situent principalement en France pour 6 890 millions d'euros (51 millions d'euros en 2021), aux États-Unis pour 430 millions d'euros (286 millions d'euros en 2021) et au Royaume-Uni pour 306 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 6 812 millions d'euros (soit un IDA brut de 7 872 millions d'euros déprécié à hauteur de 1 060 millions d'euros) reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) de 30 426 milliards d'euros au 31 décembre 2022. Cette perte fiscale portée par EDF SA est principalement due à une production nucléaire exceptionnellement très faible (-81,7 TWh, soit - 23 % par rapport à 2021), en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, qui a conduit EDF à devoir acheter des volumes d'électricité très significatifs sur les marchés à des prix très élevés tout au long de l'année, et qui a pénalisé le résultat fiscal d'environ 29,1 milliards d'euros.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France et les règles d'imputation des déficits reportables à hauteur de 50 % des bénéfices suivants, il est estimé probable que l'impôt différé actif brut de 7 872 millions d'euros soit recouvré sur une durée supérieure à 10 ans, ce qui a conduit à enregistrer une dépréciation à hauteur de 1 060 millions d'euros. Ces projections tiennent compte du Budget 2023 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration, et de la trajectoire financière interne au Groupe, en intégrant une prudence sur les années éloignées de la trajectoire. En effet, les résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France sur les dix prochaines années sont, au premier ordre, sensibles aux hypothèses retenues en termes de volume de production nucléaire, de prix de marché et de régulation. L'hypothèse retenue est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix postérieurement à 2025 date de fin du dispositif ARENH, en l'absence de visibilité à ce jour sur une possible future régulation. La durée de recouvrabilité de l'impôt différé actif dépendra en particulier *in fine* du niveau retenu d'une future régulation du nucléaire existant, le cas échéant.

Aux États-Unis et au Royaume-Uni, les déficits reportables et crédit d'impôts ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	dont immobilisations en cours[1]	31/12/2021	dont immobilisations en cours[1]
Goodwill	*10.1*	9 513	*n.a.*	10 945	n.a.
Autres actifs incorporels	*10.2*	10 619	2 110	10 221	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	*10.3*	101 126	49 700	98 237	45 220
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*10.4*	*4 051*	*n.a.*	*4 146*	*n.a.*
Immobilisations en concessions des autres activités	*10.5*	6 816	668	6 881	621
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**128 074**	**52 478**	**126 284**	**47 634**

n.a. : non applicable

[1]Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

10.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Evaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur)/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2022, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 6 541 millions d'euros (nets de la perte de valeur comptabilisée en 2022) ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 448 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2022 et 2021 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 945**	**10 265**
Acquisitions	154	143
Cessions	(2)	(1)
Pertes de valeur (note 10.8)	(1 178)	-
Écarts de conversion	(379)	537
Autres mouvements	(27)	1
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	**9 513**	**10 945**
Valeur brute à la clôture	11 650	11 715
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(2 137)	(770)

En 2022, les variations observées sont liées principalement à :

- une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (379) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

10.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS *(Software as a Service)* qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire, de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1er janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et Luminus.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » :
  - à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,
  - pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

A chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêté, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Logiciels	6 787	965	(96)	(54)	(14)	17	7 605
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	900	2 457	(2 350)	(20)	-	(8)	979
Autres immobilisations incorporelles	8 152	436	(110)	(24)	(25)	(35)	8 394
Immobilisations incorporelles en cours[1]	1 793	319	(8)	(1)	-	7	2 110
Valeurs brutes	**18 136**	**4 177**	**(2 564)**	**(99)**	**(39)**	**(19)**	**19 592**
Logiciels	(4 282)	(839)	96	47	9	1	(4 968)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(241)	(25)	-	-	-	-	(266)
Autres immobilisations incorporelles	(3 392)	(555)	105	19	52	32	(3 739)
Amortissements et pertes de valeur	**(7 915)**	**(1 419)**	**201**	**66**	**61**	**33**	**(8 973)**
VALEURS NETTES	**10 221**	**2 758**	**(2 363)**	**(33)**	**22**	**14**	**10 619**

[1]Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2022 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 433 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de (65) millions d'euros a été enregistrée en 2022 (reprise de 59 millions d'euros en 2021).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 473 millions d'euros en 2022 (487 millions d'euros en 2021).

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

Mode et durée d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

• installations de production nucléaire	40 à 50 ans
• installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans
• centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz)	25 à 45 ans
• installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 60 ans
• autres installations générales	10 à 20 ans

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre[1]	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	**14 217**	397	(97)	(38)	-	(25)	**14 454**
Installations production nucléaire	79 536	3 309	(2 805)	(546)	-	65	**79 559**
Installations productions thermique et hydraulique	17 365	542	(133)	(102)	28	5	**17 705**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	22 637	2 798	(422)	58	(562)	36	**24 545**
Actif au titre du droit d'utilisation[3]	6 204	353	-	(13)	(32)	98	**6 610**
Immobilisations en cours[4]	45 368	5 761	(40)	(1 141)	(13)	(48)	**49 887**
Valeurs brutes	**185 327**	**13 160**	**(3 497)**	**(1 782)**	**(579)**	**131**	**192 760**
Terrains et constructions	**(8 330)**	(483)	84	23	1	23	**(8 682)**
Installations production nucléaire	(53 655)	(3 056)	2 707	352	-	(1 729)	**(55 381)**
Installations productions thermique et hydraulique	(12 540)	(639)	131	105	36	(15)	**(12 922)**
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(10 358)	(2 011)	426	19	38	(17)	**(11 903)**
Actif au titre du droit d'utilisation[3]	(2 059)	(724)	-	4	16	204	**(2 559)**
Immobilisations en cours[4]	(148)	(93)	-	(3)	1	56	**(187)**
Amortissements et pertes de valeur	**(87 090)**	**(7 006)**	**3 348**	**500**	**92**	**(1 478)**	**(91 634)**
VALEURS NETTES	**98 237**	**6 154**	**(149)**	**(1 282)**	**(487)**	**(1 347)**	**101 126**

[1] Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renouvelables ((574) millions d'euros) et Edison (70 millions d'euros).
[2] Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour (1 956) millions d'euros (voir note 15.1) et EDF Energy pour (188) millions d'euros (voir note 15.2).
[3] Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.
[4] Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (1 282) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (1 427) millions d'euros.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations[1]	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	5 152	250	-	(33)	133	5 502
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 052	103	-	1	(48)	1 108
Valeurs brutes	**6 204**	**353**	**-**	**(32)**	**85**	**6 610**
Terrains et constructions	(1 529)	(562)	-	14	135	(1 942)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(529)	(163)	-	1	74	(617)
Amortissements et pertes de valeur	**(2 058)**	**(725)**	**-**	**15**	**209**	**(2 559)**
VALEURS NETTES	**4 146**	**(372)**	**-**	**(17)**	**294**	**4 051**

[1] Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.
[2] Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation ainsi que les écarts de conversion.

6

10.4.2 Les impacts au compte de résultat

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2022	2021
Revenus en provenance des sous-locations	7	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(53)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(108)	(70)
Résultats de cessions-baux	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(154)**	**(67)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(725)	(723)
Résultat d'exploitation	**(879)**	**(790)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(77)	(75)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(956)**	**(865)**

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2022	2021
TOTAL DES DECAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIEES A L'OBLIGATION LOCATIVE	(776)	(801)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 702 millions d'euros en 2022 (729 millions d'euros en 2021).

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 28 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

- barrages hydroélectriques — 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques — 50 ans

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ;
- et parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Terrains et constructions	1 641	11	(4)	1	-	1 649
Installations productions thermique et hydraulique	11 934	295	(32)	(70)	26	12 153
Autres	680	34	(23)	(7)	2	686
Immobilisations en cours[1]	639	45	(8)	(1)	10	685
Valeurs brutes	**14 894**	**385**	**(67)**	**(77)**	**38**	**15 173**
Terrains et constructions	(997)	(34)	4	-	1	(1 026)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 505)	(343)	29	27	(24)	(6 816)
Autres	(492)	(31)	21	-	4	(498)
Immobilisations en cours[1]	(19)	-	-	-	2	(17)
Amortissements et pertes de valeur	**(8 013)**	**(408)**	**54**	**27**	**(17)**	**(8 357)**
VALEURS NETTES	**6 881**	**(23)**	**(13)**	**(50)**	**21**	**6 816**

[1]Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2022 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)	2022	2021
Autres actifs incorporels en cours	2 110	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	49 700	45 220
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	668	621
IMMOBILISATIONS EN COURS	**52 478**	**47 634**

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2022 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 1 055 millions d'euros (761 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 142 millions d'euros.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et qui a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), la pré-identification de certains sites potentiels d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small modular reactors »)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100% par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 13.5.4) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2022, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 245 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 014 millions d'euros au 31 décembre 2021, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 15 472 millions d'euros, comprenant également un montant de 221 millions d'euros[(1)] en immobilisations mises en service, dont 24 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

  Ce montant immobilisé de 15 472 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

  - un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 629 millions d'euros,
  - ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 854 millions d'euros,
  - et tient compte de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 381 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),
  - soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 de 10 495 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 13,2 milliards d'euros, exprimé en $euros_{2015}$.

  Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'$euros_{2015}$, hors intérêts intercalaires.

  Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 638 millions d'euros en 2022 contre 573 millions en 2021 (voir note 7).

  Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation ;

- les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 21 647 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 110 millions d'euros (18 542 millions d'euros au 31 décembre 2021 incluant des intérêts intercalaires pour 835 millions d'euros) et diminués d'une perte de valeur de 551 millions d'euros (voir note 10.8). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2022 de 3 890 millions d'euros (3 635 millions d'euros en 2021) ;
- les études relatives à Sizewell C pour 808 millions d'euros (533 millions d'euros en 2021).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 12 050 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 75 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 13 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 4 480 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2022 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1 300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1 300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1 300 MW.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

(1) Soit 341 millions d'euros en valeur brute diminuée de 120 millions d'euros d'amortissements.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1300-P'4.

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023 :

- concernant les réacteurs du palier N4 : Les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1 ;
- concernant les réacteurs du palier 1300-P'4 actuellement à l'arrêt : Les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA, pour l'ensemble des réacteurs 1300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire (voir communiqués de presse du 13 janvier ; du 7 février ; du 19 mai mentionnés en note 2). Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275 - 285 TWh. La production nucléaire définitive s'est établie à 279 TWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du premier semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots téléopérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3ème lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et a constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en $euros_{2015}$ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;
- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et nettoyage de la cuve réacteur et essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire. La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022. L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1er trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du premier semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées). Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. A la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1er trimestre 2023.

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1er trimestre 2024[1]. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros[2].

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD)[3] de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. A 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes dans sa phase de préexploitation :

- le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville ;
- les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Le Contract for Difference signé le 29 septembre 2016 visera à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2. À partir de la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, à savoir à 92,50 $£_{2012}$/MWh indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur devra payer la différence.

Une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C a été finalisée en mai 2022[4], et a abouti aux conclusions suivantes (voir également note 10.8) :

- le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités est évalué à 15 mois, en supposant l'absence de nouvelle vague pandémique et d'effet additionnel de la guerre en Ukraine[5] ;
- le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling 2015[6].

En 2022, au-delà de l'avancement physique des différents chantiers du projet, il est important de noter qu'au quatrième trimestre 2022, l'ONR a approuvé la fin de la fabrication et le transport de la cuve du réacteur depuis le site de Saint-Marcel de Framatome. Une autorisation de l'ONR sera nécessaire ultérieurement pour installer la cuve. Un prochain jalon significatif prévu en 2023 est la pose du dôme sur l'unité 1.

En termes de financement :

- les accords conclus entre EDF Energy et CGN prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassement du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. Ces dispositions font partie d'un accord signé entre EDF Energy et CGN en septembre 2016 et sont confidentielles ;
- étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*volontary equity*) à un horizon estimé au deuxième semestre 2023. CGN ne s'est pas prononcé, à ce stade, sur une allocation de fonds propres volontaires dans le projet HPC après avoir atteint son plafond contractuel. Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres volontaires, le groupe EDF serait amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part « *committed equity* », sur la base du coût à terminaison estimé à date.

Sizewell C

Sizewell C est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que la centrale Sizewell C dispose d'une capacité totale de 3,26 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant environ 60 ans. Le projet repose sur une stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC.

Les principaux développements intervenus en 2022 sont les suivants :

- Une nouvelle loi (*Nuclear Energy (Financing) Act*), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR) pour financer de futurs projets nucléaires. Les échanges se poursuivent entre le Groupe et le gouvernement britannique pour finaliser les termes du *Government Support Package* pour le projet.
- En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Order*) donnant ainsi son feu vert au lancement de la construction de la centrale. Un recours judiciaire a été lancé et est en cours. Une audience est prévue en mars 2023.
- En juillet 2022, l'ONR a conclu que la demande de licence de site nucléaire relative à Sizewell C répondait à presque tous les critères définis dans les instructions réglementaires, avec un nombre limité de mesures restantes à prendre. La licence de site nucléaire devrait être formellement accordée à la date de la décision finale d'investissement.

En ce qui concerne le financement du projet :

- en janvier 2022, le gouvernement britannique a investi indirectement 100 millions de livres sterling de fonds publics dans le développement du projet Sizewell C, sous la forme d'un versement à EDF, en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet ;

(1) Voir communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2022.
(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(3) Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.
(4) La revue a pris en compte les principaux aspects du projet. Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus.
(5) Au total, le projet a été retardé de 18 mois depuis le début de la construction en 2016, principalement à cause du Covid-19.
(6) Coûts nets des plans d'action opérationnels en livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.

- le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir directement environ 700 millions de livres sterling dans Sizewell C pour accompagner son développement. A fin décembre 2022, le gouvernement britannique détient 32 % du projet et EDF les 68 % restants. Le gouvernement britannique apportera des capitaux au cours de l'année 2023 jusqu'à atteindre une parité de financement à 50 % avec EDF d'ici la FID ;
- l'investissement du gouvernement britannique a également conduit à la sortie de China General Nuclear (CGN) du projet Sizewell C. CGN détenait une participation de 16 % dans le projet au 28 novembre 2022.

A la date de la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*), EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, en réduisant sa participation au projet à 19,99 % au plus, avec les droits limités correspondants, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe. La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend toujours de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

10.7 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2022	2021
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 720)	(1 645)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 923)	(16 102)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	319	141
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(18 324)**	**(17 606)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2022 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 745 millions d'euros, avec en premier lieu (75%) les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, et intégrant un montant de 376 millions d'euros au titre des travaux relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 739 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 4 541 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C, dont les travaux d'aménagement mécanique, électrique et calorifique (MEH) sur le dôme ainsi que la fabrication de la cuve du réacteur de la tranche 1 sont terminés. L'avancement des travaux de génie civil est d'environ 50 % ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 806 millions d'euros avec une légère baisse des capacités mises en construction, en éolien et en solaire principalement en Amérique du Nord.

10.8 Pertes de valeur / reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le

Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité. Le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios). Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que le *Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France ;

- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Pertes de valeur sur goodwill	*10.1*	(1 178)	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	*10.2*	(65)	59
Pertes de valeur sur actifs corporels	*10.3-10.5*	(519)	(712)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(1 762)**	**(653)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2021 s'élevaient à (653) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires avec la fermeture de Dungeness pour (445) millions d'euros et la dépréciation de terrains pour (260) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables principalement en France pour (54) millions d'euros ;
- des reprises sur les actifs hydrauliques pour + 60 millions d'euros et des actifs éoliens pour + 90 millions d'euros détenus par Edison en Italie ;
- et d'autres actifs pour un montant cumulé de (44) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2022 s'élèvent à (1 762) millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

10.8.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2022, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les goodwill à hauteur de (1 178) millions d'euros au 31 décembre 2022.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy) [1]	Goodwill	6 541	6,7 %	-	(1 176)
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	148	7,1 %	1,5 %	(2)
	Marque Edison	945			
Framatome	Goodwill	1 448	7 %	1,5 %	-
	Marque Framatome	151		1,5 %	-
Dalkia	Goodwill	643	5,2 %	1,9 %	-
	Marque Dalkia	130		1,9 %	-
Autres pertes de valeur		-	-	-	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					**(1 178)**

[1] Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy et notamment celui applicable à l'UGT HPC qui bénéficie d'un modèle régulé sur 35 ans.

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2022 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en exploitation	Scénarios de prix plus élevés	6,7 % à 6,9 %	400
	Autres actifs	Moindres perspectives de valorisation des terrains		(120)
	Actifs nucléaires en construction	Mise à jour du calendrier et des coûts du projet ; forte hausse du taux d'actualisation		(551)
Italie (Edison)	Différents actifs des Services Energétiques	Dépenses d'investissement en hausse ou débouchés de ventes en baisse sur certains contrats	7,1 %	(66)
EDF Renouvelables	Actifs éoliens	USA, Texas : Congestion des réseaux de transmission. Mexique : Annulation de PPA	6,2 %	(101)
	Différentes UGT			(28)
Autre International - Chine	Actif biomasse	Difficultés de production et d'obtention de subventions d'exploitation	7,4 %	(57)
Autres pertes de valeur				(61)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(584)**

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2022, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels.

Une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de hausse et de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation). Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'une attention particulière, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin décembre y compris couvertures, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix *forward* observés fin 2021 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'accord de Paris à la maille mondiale, *le Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages.

Les courbes de prix long terme du scénario 2022 présentent un début d'horizon en hausse, impacté par les effets de la crise énergétique actuelle, mais à plus long terme ces effets se dissipent et les prix de l'électricité sont plus proches de ceux du scénario 2021.

Ainsi, par rapport au scénario 2021, le niveau des prix en début d'horizon est en nette augmentation avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité d'environ + 10 à + 25 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). A partir de 2030 et sur un horizon long terme, les prix de l'électricité restent sur des niveaux stables par rapport au scénario 2021.

Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- l'invasion de l'Ukraine par la Russie a eu un impact majeur sur les niveaux d'approvisionnement en gaz et a engendré des tensions importantes sur les marchés gaziers, ce qui a entrainé un réajustement à la hausse des prix du gaz en début d'horizon. A plus long-terme, l'Europe devrait réduire significativement sa dépendance au gaz russe (et compenser par du GNL) et les trajectoires de prix du gaz sont relativement proches de celles de 2021 sur le long terme ;
- pour intégrer les ambitions européennes en termes de décarbonation et réduction d'émissions de gaz à effet de serre, les prix des quotas de CO_2 ont une trajectoire haussière et sont supérieurs à ceux de 2021 sur l'horizon 2027-2035. En début d'horizon, l'impact des prix du CO_2 sur les niveaux des prix de l'électricité est de second ordre comparé à l'impact haussier significatif des prix du gaz ;
- sur la fin d'horizon, la hausse du prix du CO_2 se combine au développement accéléré des moyens de production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergie renouvelable) pour aboutir à des prix de l'électricité relativement stables par rapport aux projections des scénarios 2021.

Concernant le niveau de la demande, elle est en augmentation sur toutes les échelles de temps à la maille européenne. L'électrification des usages, dans le transport et l'industrie notamment, est renforcée par un besoin en hydrogène électrolytique plus important. Ces évolutions, ajoutées au projet RepowerEU qui veut accélérer l'indépendance énergétique en Europe, ont entrainé à la hausse le besoin en énergie électrique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs du Groupe, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité de manière générale dans les pays européens, la rémunération complémentaire nécessaire est vue en baisse par rapport au scénario 2021. Ainsi, sur le début d'horizon du scénario 2022, du fait de la crise énergétique actuelle, la révision à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés *Energy Only* augmente la rentabilité des actifs de production de pointe sur le marché EOD (Equilibre Offre Demande) et fait baisser mécaniquement le besoin de revenus complémentaires pour ces actifs. Sur le long terme, les revenus des mécanismes de capacités sont également globalement inférieurs à ceux du scénario 2021. Pour le cas de la France, cette tendance, s'explique par l'augmentation des capacités de production, qui reflète les orientations stratégiques visées par le discours de Belfort (construction de nouveaux EPR, prolongement de la durée de vie de la flotte existante, accélération du développement des énergies renouvelables aux côtés de la réduction de la demande en énergie finale) qui permettent à la France d'avoir plus de marge sur le moyen et long terme.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests de dépréciation sont en forte hausse par rapport au 31 décembre 2021 pour l'ensemble des pays dans lesquels le Groupe est présent, avec des augmentations de 100 à 130 points de base dans le G4 (France, Grande-Bretagne, Italie, Belgique). Cette augmentation est tirée par celle des taux sans risque.

Les résultats des tests ont également fait l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'augmentation des CMPC est au premier ordre le facteur ayant conduit à enregistrer au 31 décembre 2022 une dépréciation du goodwill d'EDF Energy à hauteur de 1 176 millions d'euros.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 33 217 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaitre une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2022, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni.

Segment Commercialisation

Au cours de l'année 2022, le segment Commercialisation a été affecté par la crise du marché de l'énergie au Royaume-Uni, n'ayant pu intégralement répercuter aux consommateurs l'augmentation de ses coûts de sourcing, même si le plafond du tarif SVT (*Standard Variable Tariff*) résidentiel a été successivement augmenté de 54 % en avril puis de 80 % en octobre. La crise des prix de l'énergie a finalement conduit le BEIS (le ministère des Affaires, de l'Energie et de la Stratégie Industrielle) à lancer la garantie des prix de l'énergie (*Energy Price Guarantee*) : celle-ci protège les consommateurs de l'impact total de la hausse des tarifs unitaires, le gouvernement prenant en charge le coût au-delà d'un montant seuil (actuellement fixé à 2 500 £ mais qui passera à 3 000 £ pour la période 1er avril 2023 - 1er avril 2024). Il existe un mécanisme similaire pour les consommateurs BtoB (*Energy Bill Relief Scheme*), mais celui-ci prend en compte les tarifs plus complexes associés à ce marché, et il est supposé prendre fin le 31 mars 2023. Les consommateurs résidentiels ont également bénéficié d'autres aides financières accrues de la part du gouvernement, dont notamment le programme d'aide aux factures d'énergie (*Energy Bills Support Scheme*), dans le cadre duquel des remises de 400 £ ont été accordées par le gouvernement aux consommateurs pour les aider à régler leurs factures. Les mesures de soutien mises en place, dont le coût est principalement pris en charge par le budget de l'État, ont ainsi eu des effets limités sur la profitabilité du segment Commercialisation. Les parts de marché se maintiennent avec un taux de *churn* plus faible en 2022.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est plus élevée qu'en 2021 du fait d'une amélioration de l'EBITDA sur l'horizon PMT des activités BtoC notamment, en raison de l'effet de rattrapage lié à la crise énergétique du fait de la mise à jour des prix SVT utilisés pour fixer le prix des contrats. Cet effet est atténué par la hausse du CMPC. A long terme, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs dans la durée.

Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de taux de marge à long terme importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, celle-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Cette année est intervenue la fermeture des tranches de Hunterston le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B, le 6 juillet 2022 (R4) et le 1er aout 2022 (R3), conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Au 31 décembre 2022, l'UGT intègre désormais la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et Heysham 2 prenant en compte la décision en décembre 2021 d'avancer leurs dates de fin d'exploitation à mars 2028 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la fin d'exploitation reste fixée à mars 2024.

Les perspectives de prix de marché *forward* en hausse significative ainsi qu'au-delà de l'horizon moyen terme sont partiellement atténuées par la mise en place de la nouvelle taxe sur les producteurs d'électricité à faible émission de carbone décidée par le gouvernement britannique (appelée « Electricity Generator Levy ») de 45 % sur les revenus supérieurs à 75 £/MWh, de janvier 2023 à mars 2028, ainsi que par l'augmentation du CMPC. Les résultats du test confirment ainsi l'appréciation durable de la marge du test, en hausse par rapport à 2021. Cela a conduit à la reprise du solde de la dépréciation antérieurement comptabilisée en juin 2020 en lien avec les difficultés de production et la forte baisse des prix de marché, à hauteur de 400 millions d'euros. Par ailleurs, une dépréciation a été constatée sur des actifs isolés (terrains non opérationnels adjacents à des centrales nucléaires) à hauteur de 120 millions d'euros.

La valeur recouvrable des actifs nucléaires en exploitation est sensible aux hypothèses de prix. Ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling. Aucune de ces sensibilités prises individuellement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Goodwill et projet HPC

Le goodwill brut d'EDF Energy s'élève à 7,7 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (soit 6,8 milliards de livres sterling y compris Podpoint). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CfD est fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CfD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 92,50 $£_{2012}$/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourront s'établir à cet horizon.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD pendant 35 ans, puis des flux exposés aux prix de marché pour les 25 ans suivants. Le taux applicable au projet s'établit à 6,7 % au 31 décembre 2022, en augmentation de 100 points de base par rapport à 2021 où il s'établissait à 5,7 %. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des cash-flows de chacune des UGT, le taux global sur EDF Energy s'élève également à 6,7 % au 31 décembre 2022, contre 5,7 % au 31 décembre 2021.

Le Groupe a communiqué le 19 mai 2022 sur une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C, menée afin de mettre à jour les hypothèses du projet du fait notamment, de l'impact des restrictions Covid-19, et du Brexit sur la chaîne d'approvisionnement et les défis en matière de ressources, tant pour les opérateurs que pour le personnel (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 10.6).

Le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027 contre juin 2026 précédemment (en juin 2028 pour l'unité 2 contre juin 2027 précédemment). Le coût à terminaison du projet est dorénavant estimé entre 25 et 26 milliards de livres $sterling_{2015}$ contre une fourchette estimée entre 22 et 23 milliards de livres $sterling_{2015}$ précédemment.

Cette communication fait également état d'un risque complémentaire de report de la mise en service de 15 mois, se traduisant par une moindre valeur recouvrable évaluée à 2,5 milliards de livres ; ce risque a été intégré dans le modèle.

Dans ses états financiers au 30 juin 2022, sur la base d'un CMPC à cette date de 6 % (versus 5,7 % au 31 décembre 2021), le Groupe avait indiqué qu'après prise en compte de ce risque, le seuil du test du goodwill serait atteint avec une augmentation de 15 points de base du taux d'actualisation, et que le seuil du test au niveau de l'UGT HPC serait atteint avec une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation, toutes choses égales par ailleurs.

Le test réalisé à fin décembre 2022 sur le projet HPC, sur la base du modèle projet mis à jour, intégrant notamment les éléments de la communication de mai 2022 et l'augmentation de 100 points de base du CMPC conduit à identifier une perte de valeur de (551) millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette dépréciation est réversible.

Malgré les marges en augmentation constatées en 2022 sur les autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation), la prise en compte de la valeur révisée du projet HPC fortement pénalisée par la hausse du taux d'actualisation, amène à partiellement déprécier la valeur du goodwill d'EDF Energy pour un montant de (1 176) millions d'euros au 31 décembre 2022.

La valeur comptable du projet HPC comme celle du goodwill d'EDF Energy sont désormais sensibles à toute variation défavorable d'hypothèses.

Autres actifs relevant du nouveau nucléaire

Par ailleurs, les études capitalisées au titre du projet Sizewell C (note 10.6) s'élèvent à 808 millions d'euros et sont intégrées à hauteur de leur valeur nette comptable dans le cadre de la réalisation du test du goodwill d'EDF Energy sans intégrer de perspectives de valorisation.

Les terrains et titres mis en équivalence dans la société de projet de Bradwell (soit environ 330 millions d'euros en valeur brute) détenues à 80 % par CGN ont été entièrement provisionnés, pour partie en 2021 et pour le reliquat en 2022, la probabilité que le projet aboutisse n'étant plus avérée.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 024 millions d'euros - voir note 4.1.1)

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2022, sur la base du modèle affiné au 31 décembre 2021 qui tenait compte des recommandations de la dernière évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels). Il met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, liée à une augmentation des scénarios de prix à moyen et long terme, atténuée par l'effet de la hausse du CMPC de plus de 100 points. Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de -0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2022, la valeur recouvrable des différentes UGT de production d'Edison (Thermique, Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque, Activités Gaz) est de façon générale en augmentation du fait de scénarios de prix plus favorables à moyen et long terme, bien que cet effet soit atténué par la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée par le gouvernement italien fin 2022 et par la hausse du CMPC de l'ordre de 100 points de base. Sur l'UGT Hydraulique, la valeur recouvrable est en légère diminution, les cash-flows futurs intégrant une augmentation des investissements de renouvellement pour la préparation du renouvellement des concessions. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé sur ces UGT.

Des tests de sensibilité tels que précisés ci-dessous ont été réalisés et ne montrent pas de risque de perte de valeur :

- pour les UGT Hydraulique, Eolien, Photovoltaïque : hausse de 50 points de base du CMPC puis diminution des prix de 5 % sur tout l'horizon ;
- s'agissant de l'UGT Thermique, pour laquelle des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2022 présente une marge significativement positive. Toutefois celle-ci est essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité et dont les mises en service doivent intervenir en 2023 ; aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2022. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

A contrario, des dépréciations sur certains actifs spécifiques relevant des Services Energétiques ont été effectuées pour un montant total de 68 millions d'euros (contrats, relations clients, goodwill).

Framatome (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 4 342 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La valeur recouvrable de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande Bretagne, mais intègre en opportunité la réalisation d'autres projets d'EPR en Inde ou dans d'autres géographies. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test du goodwill (1 448 millions d'euros) reste très significative, bien qu'en baisse par rapport au 31 décembre 2021 principalement en lien avec la hausse du CMPC de plus de 100 points (de 5,9 % à 7 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à 1,5 %) en lien avec l'inflation.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 %, sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

EDF Renouvelables (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 11 782 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Les actifs d'EDF Renouvelables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables.

La réalisation des tests au 30 juin 2022 avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur des parcs de production d'électricité éolienne au Texas (1 parc en intégration globale pour (60) millions d'euros et 3 parcs dans des sociétés mises en équivalence pour (134) millions d'euros) du fait de la congestion des réseaux de transmission dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables ces dernières années impactant significativement et durablement le chiffre d'affaires projeté. Les dépréciations mises à jour au 31 décembre 2022 (notamment en lien avec les taux de change), s'élèvent à (62) millions d'euros, et à (139) millions d'euros au niveau des titres mis en équivalence (voir note 12.3).

Par ailleurs, en raison d'une décision de la commission fédérale de l'électricité concernant l'annulation d'un PPA, un parc éolien en cours de construction au Mexique avait été déprécié pour un montant de (37) millions d'euros ((39) millions d'euros au 31 décembre 2022).

D'autres pertes de valeurs ont été enregistrées sur des actifs spécifiques en France et aux États-Unis pour un montant total de (28) millions d'euros, concernant notamment un parc éolien aux États-Unis pour lequel une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 2 990 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Au 31 décembre 2022, le goodwill de Dalkia est de 643 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2022 conduit à une baisse de la valeur recouvrable, principalement liée à la hausse de 100 points du CMPC (de 4,2 % à 5,2 %), partiellement atténuée par la progression du taux de croissance long terme (à

1,9 %) en lien avec l'inflation. Les analyses de sensibilités sur ces deux paramètres-clés du test, avec une augmentation de 50 points de base du CMPC cumulé à une diminution de 30 points de base du taux de croissance ne laissent apparaitre aucun risque de dépréciation.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2022 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

Enfin, s'agissant de la filiale de services techniques Imtech au Royaume-Uni, le test réalisé ne fait pas apparaître de risque de perte de valeur.

France - Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 61 442 millions d'euros - voir note 4.1.1)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 15 472 millions d'euros (voir note 10.6). Elle n'inclut aucun goodwill.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 6,3 % au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans), avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 10.6).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finance en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 5.4). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

A partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix (voir partie Prix de l'électricité).

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production 10 TWh par an sur toute la période ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période ; diminution du prix de la capacité ; niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures régulatoires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Autre International - Belgique (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles du segment Autre International : 2 325 millions d'euros - voir note 4.1.1)

La mise à jour du test pour Luminus met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, globalement stable par rapport à 2021, sous les effets combinés de scénarios de prix moyen terme et long terme plus favorables, mais dont l'effet est largement compensé par les mesures de captation des rentes infra-marginales mises en place (voir note 5.4), d'une hausse du CMPC de 130 points de base (de 5,1 % à 6,4 %) et a *contrario* de l'intégration dans le test du nouveau CCGT en construction de Seraing dont la mise en service est prévue en 2025 et qui bénéficiera de la rémunération de capacité.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MW), le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusqu'à 2025 au plus tard selon les centrales. Le test n'intègre pas l'éventuelle prolongation de dix ans des deux tranches de Doel 4 et Tihange 3, suite à l'accord de principe entre l'État belge et ENGIE annoncé en janvier 2023, les conditions de cette prolongation et conséquences associées en termes de cash-flows futurs n'étant pas encore connues.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Des pertes de valeur nettes de reprises au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2022 à hauteur de (141) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (219) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2021.

Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018 - 1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Electricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE) organisent le Service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 386 contrats de concession au 31 décembre 2022. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Electricité de Strasbourg).

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : Service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du Service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

Conformément à l'accord-cadre sur le nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2022. La phase de renouvellement en masse des contrats de

concession touche à sa fin.

A fin 2022, 302 contrats ont été conclus selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes. 93 % des contrats avec les principales autorités concédantes ont ainsi été renouvelés selon le nouveau modèle.

Ces 302 contrats s'ajoutent aux 33 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 335 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Des négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les contrats signés selon d'anciens modèles.

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations[1]	Diminutions	Autres mouvements[2]	31/12/2022
Terrains et constructions	3 407	139	(30)	1	3 517
Réseaux	104 700	4 292	(445)	(3)	108 544
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 072	371	(425)	5	5 023
Immobilisations en cours[3]	1 886	327	(2)	(7)	2 204
Valeurs brutes	**115 065**	**5 129**	**(902)**	**(4)**	**119 288**
Terrains et constructions	(1 661)	(83)	26	(12)	(1 730)
Réseaux	(48 119)	(233)	327	(2 465)	(50 490)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 153)	(229)	417	(137)	(3 102)
Amortissements et pertes de valeur	**(52 933)**	**(545)**	**770**	**(2 614)**	**(55 322)**
VALEURS NETTES	**62 132**	**4 584**	**(132)**	**(2 618)**	**63 966**

[1]Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.
[2]Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.
[3]Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) :
  - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
  - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
  - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
  - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens[1]	55 788	54 391
Financement concessionnaire non amorti	(31 681)	(30 307)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**24 107**	**24 084**
Amortissement du financement du concédant	16 331	15 630
Provisions pour renouvellement	9 021	9 139
Droits sur biens à renouveler	**25 352**	**24 769**
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	**49 459**	**48 853**

[1]Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 127 millions d'euros (129 millions d'euros en 2021).

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2022			31/12/2021	
(en millions d'euros)	*Notes*	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	*12.1*	50,10	1 766	250	1 478	307
Taishan (TNPJVC)[1]	*12.2*	30,00	n.c.	n.c.	1 210	(39)
Autres participations détenues par EDF SA	*12.3*	n.a.	1 944	79	2 282	102
Participations détenues par EDF Renouvelables	*12.3*	n.a.	2 519	(52)	1 453	(117)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	*12.3*	n.a.	n.c.	n.c.	1 661	260
Sous total		**-**	**9 421**	**759**	**8 084**	**513**
CENG (cédée le 6 août 2021)	*3.1*	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	131
Sous total			**-**	**-**	**-**	**131**
TOTAL			**9 421**	**759**	**8 084**	**644**

n.a. : non applicable.
n.c. : non communiqué
[1]La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2022.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	20 484	19 866
Actifs courants	6 241	3 577
TOTAL ACTIF	**26 725**	**23 443**
Capitaux propres	3 525	2 950
Passifs non courants	15 017	15 163
Passifs courants	8 183	5 330
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**26 725**	**23 443**
Chiffre d'affaires	4 928	5 254
Excédent brut d'exploitation	1 841	2 094
Résultat net	***498***	***612***
Endettement financier net	10 831	12 602
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	433	(161)
Dividendes versés	356	259

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

12.2 Taishan

12.2.1 Eléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	12 265	11 303
Actifs courants	900	897
TOTAL ACTIF	**13 165**	**12 200**
Capitaux propres	4 036	3 744
Passifs non courants	6 680	6 022
Passifs courants	2 449	2 434
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**13 165**	**12 200**
Chiffre d'affaires	919	1 027
Résultat net	***(131)***	***(41)***
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guangdong Energy Group à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1 et l'année 2021 pour Taishan 2.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan) jusqu'à nouvel ordre.

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à quelques crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible se sont achevées le 22 août 2021. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages ; un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont contribué à l'élaboration de la documentation permettant de redémarrer en toute sécurité le réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises. Le 15 août 2022, le réacteur 1 de Taishan a été reconnecté au réseau électrique chinois faisant suite à l'inspection finale des autorités chinoises compétentes à la fin du mois de juillet 2022.

L'unité 2 a produit de l'énergie en continu tout au long du premier semestre 2022 et a été arrêtée pour maintenance et rechargement en combustible mi-2022 ; la reconnexion au réseau s'est faite correctement avant la fin de l'année 2022.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la CCI Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'entrainer des conséquences sur la rémunération du groupe EDF dans le cadre de ce partenariat. Un premier mémoire en demande a été déposé par EDF en novembre 2021, auquel CGN a répondu en mars 2022. Les audiences sont planifiées du 10 au 14 octobre 2023.

Une provision pour risques est constituée prenant en compte les incertitudes persistantes sur le niveau des évolutions tarifaires pouvant mettre en risque la valeur recouvrable des titres mis en équivalence (au sein de la rubrique « Provisions pour risques liés aux filiales et participations » en note 17.2).

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33% par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service est prévue en 2024.

Sur l'exercice 2022, (141) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant net de (121) millions d'euros. Celles-ci concernent à hauteur de 139 millions d'euros (voir note 10.8) des actifs éoliens américains au Texas en raison de problèmes de congestion du réseau électrique. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des

participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux États-Unis du fait de l'évènement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien *offshore* en cours de construction au large de l'Ecosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Principaux développements dans les participations mises en équivalence détenues en 2022

EDF remporte une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer

Le 25 février 2022, EDF Renouvelables, et Shell New Energies US LLC, partenaires à parts égales au sein du *consortium Atlantic Shores Offshore Wind LLC*, ont obtenu des droits de développement sur une zone maritime de 32 112 hectares dans la baie de New York, au large de Long Island et des côtes du New Jersey. Après avoir réalisé la phase de développement, le consortium pourra construire et exploiter un projet éolien en mer d'une capacité estimée à 1,5 gigawatt (GW) pour une durée de 33 ans.

EDF et son partenaire ont ainsi remporté l'une des six zones maritimes proposées pour le développement de nouveaux projets éoliens en mer dans le cadre d'une vente aux enchères du 23 au 25 février 2022 organisée pour l'État fédéral par le *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM).

Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : la première éolienne en mer de France est posée

Le 13 avril 2022, EDF Renouvelables, EIH SARL (détenue par Enbridge Inc. et CPP Investments), partenaires à parts égales du projet éolien en mer de Saint-Nazaire, et GE Renewable Energy, fournisseur des turbines éoliennes, ont annoncé l'installation de la première éolienne en mer posée de France, à 12 km au large de la presqu'île de Guérande, en Loire-Atlantique.

Le parc éolien en mer de Saint-Nazaire a été mis en service progressivement tout au long du second semestre. D'une capacité totale de 480 MW, il devrait produire l'équivalent de 20 % de la consommation électrique annuelle totale du département de Loire-Atlantique.

EDF Renouvelables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël

Le 8 juin 2022, EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de quatre centrales photovoltaïques totalisant 54 MW de capacité installée. Ces nouvelles centrales participent à l'objectif du gouvernement israélien d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays à 30 % d'ici 2030. Elles s'inscrivent également dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF, visant à doubler sa capacité nette de production d'énergie renouvelable de 28 à 60 GW, entre 2015 et 2030.

Le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co. finalise le financement d'un projet de transport d'électricité aux côtés d'ADNOC et TAQA aux Emirats Arabes Unis

Le 26 septembre 2022, le consortium composé d'EDF, KEPCO et Kyushu Electric Power Co., leaders mondiaux du secteur de l'énergie, ont annoncé la finalisation du financement d'un projet de transport d'électricité aux Emirats Arabes Unis aux côtés des entreprises émiriennes ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company) et TAQA (Abu Dhabi National Electricity Company) pour un montant global de 3,8 milliards de dollars. Ce projet vise à construire et exploiter un système de transmission sous-marin Haute Tension en courant continu (HVDC-VSC), une première dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique.

Ce projet stratégique va permettre de réduire l'empreinte carbone des opérations *offshore* d'ADNOC de plus de 30 %, en remplaçant les centrales thermiques *offshore* existantes par des sources d'énergie bas carbone, disponibles sur le réseau électrique terrestre d'Abu Dhabi.

Le consortium, qui aura une participation combinée de 40 % dans le projet, a été retenu en décembre 2021 par ADNOC et TAQA afin de développer ce système de transmission innovant de 3,2 gigawatts, puis d'exploiter l'ouvrage pour une durée de 35 ans.

Les travaux ont démarré en 2022, tandis que l'exploitation commerciale est envisagée pour 2025.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)

13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2022 est la suivante :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	31/12/2022
Stocks et en-cours de production	*13.2*	(16 197)	(1 894)	430	(17 661)
Clients et comptes rattachés net de provision	*13.3*	(22 235)	(3 643)	1 034	(24 844)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	19 565	4 524	(805)	23 284
Dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	294	5 780	-	6 074
Autres débiteurs et autres créditeurs[1]	*13.3.4 et 13.5*	6 050	3 538	(581)	9 007
Autres éléments du besoin en fonds de roulement[2]		(648)	(4)	535	(117)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(13 171)**	**8 301**	**613**	**(4 257)**

[1]Hors créances et dettes sur acquisition/ cession d'immobilisations et subventions d'investissements.
[2]Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur 2022 s'explique principalement par la variation de juste valeur sur instruments dérivés liés à l'exploitation pour 0,5 milliard d'euros.

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Variation des stocks	*13.2*	(1 894)	(626)
Variation des créances clients et comptes rattachés	*13.3*	(3 643)	(7 411)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	*13.4*	4 524	7 407
Variation de la dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*13.3.4*	5 780	2 268
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs[1]	*13.3.4 et 13.5*	3 534	(3 164)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		**8 301**	**(1 526)**

[1]La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO_2 et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation monétaire du besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 8,3 milliards en 2022, principalement du fait de l'excédent de compensation de la CSPE pour 5,8 milliards (voir note 13.5.4), de la baisse des appels de marge nets de l'activité de *trading* (4,8 milliards) et de l'évolution de la position nette des stocks pour (1,9) milliard d'euros (voir note 13.2).

13.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading,* qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication…).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.4 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 737	(422)	10 315	10 938	(459)	10 479
Autre combustible	2 029	(2)	2 027	1 255	(4)	1 251
Autres approvisionnements	1 878	(422)	1 456	1 770	(402)	1 368
En-cours de production de biens et services	622	(35)	587	615	(38)	577
Autres stocks	3 326	(50)	3 276	2 540	(18)	2 522
TOTAL STOCKS	**18 592**	**(931)**	**17 661**	**17 118**	**(921)**	**16 197**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 557 millions d'euros au 31 décembre 2022 (8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'évolution des stocks sur l'année 2022 s'explique principalement par l'augmentation sur la période des stocks de Certificats de capacités et de CEE présentés en « Autres stocks » (voir note 5.5.4), et la hausse des prix et des volumes de gaz présentés en « Autre combustible ».

13.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	*Note*	31/12/2022	31/12/2021
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		21 568	19 781
dont actifs sur contrat	*13.3.3*	*441*	*545*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		4 598	3 545
Dépréciations		(1 322)	(1 091)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE		**24 844**	**22 235**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions au 31 décembre 2021).

La hausse des clients et comptes rattachés hors EDF Trading en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix facturés aux clients sous l'effet de la hausse des prix de marché et concerne à ce titre principalement EDF Energy, à hauteur de 1,5 milliard d'Euros. En France, la variation de ce poste est négative du fait des mesures de bouclier tarifaire mises en place par les Pouvoirs Publics, notamment la baisse du taux de TICFE.

Les dépréciations augmentent principalement au Royaume-Uni et en Belgique, le risque de crédit étant considéré plus élevé du fait de l'augmentation des prix facturés aux clients finals en lien avec l'augmentation des prix de marché.

13.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**26 166**	**(1 322)**	**24 844**	**23 326**	**(1 091)**	**22 235**
dont créances échues de moins de 6 mois	2 037	(183)	1 854	1 285	(215)	1 070
dont créances échues de 6 à 12 mois	678	(242)	436	481	(136)	345
dont créances échues de plus de 12 mois	1 117	(551)	566	978	(551)	427
dont total des créances échues	**3 832**	**(976)**	**2 856**	**2 744**	**(902)**	**1 842**
dont total des créances non échues	**22 334**	**(346)**	**21 988**	**20 582**	**(189)**	**20 393**

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	324	340
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	2 470	1 456

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 2 470 millions d'euros au 31 décembre 2022, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 456 millions d'euros en décembre 2021).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 441 millions d'euros au 31 décembre 2022 et de 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Charges constatées d'avance	1 592	1 485
Créances TVA	1 968	2 051
Créances fiscales (hors TVA)	274	348
Autres créances d'exploitation	13 496	14 405
AUTRES DEBITEURS	**17 330**	**18 289**
dont part non courante	2 165	2 092
dont part courante	15 165	16 197
dont valeurs brutes	17 390	18 344
dont dépréciation	(60)	(55)

Au 31 décembre 2022, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,2 milliards d'euros (9,8 milliards d'euros en 2021), la diminution est essentiellement due au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.5). Les autres créances comprennent également l'avoir à recevoir de RTE pour 1 723 millions d'euros au titre de la rétrocession des recettes d'interconnexion suite à la délibération de la CRE n°2022-296 du 17 novembre 2022, fixé par la décision n°2023-50 du 31 janvier 2023 (voir note 5.1.1).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 3 234 millions d'euros (1 274 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France - Activités de production et commercialisation.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	16 001	14 041
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	7 283	5 524
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**23 284**	**19 565**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concernent à ce titre différentes entités du Groupe.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

13.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	Dont passifs sur contrat	31/12/2021	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 973	2 025	2 114	1 635
Fournisseurs d'immobilisations	4 631	-	4 368	-
Dettes fiscales	3 488	-	5 093	-
Dettes sociales	5 865	-	5 092	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 180	3 144	3 146	3 110
Autres produits constatés d'avance[1]	1 172	694	997	592
Autres dettes	16 163	-	9 254	-
AUTRES CREDITEURS	**38 472**	**5 863**	**30 064**	**5 337**
dont part non courante	4 968	2 929	4 816	3 107
dont part courante	33 504	2 934	25 248	2 230

[1]Ce poste intègre le versement au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.5.4).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 630 millions d'euros (642 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2022, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 116 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (562 millions d'euros au 31 décembre 2021).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2022, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

13.5.4 Autres dettes

Au 31 décembre 2022, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 5,9 milliards d'euros (5,8 milliards d'euros en 2021). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.3.4).

Au 31 décembre 2022, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Par ailleurs, les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2022 pour 566 millions d'euros (536 millions d'euros sur l'année 2021). Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. A *contrario* les charges de Service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 5.1.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de Service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation vis à vis de l'État de 6 074 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1.

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2022
Acomptes reçus	1 635	1 824	(1 360)	(25)	(1)	2	(50)	2 025
Produits constatés d'avance long terme	3 110	439	(476)	-	51	10	10	3 144
Autres produits constatés d'avance	592	613	(515)	-	-	2	2	694

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 2 025 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 838 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 863 millions d'euros au 31 décembre 2022 (contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 211 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 997 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres et résultat par action

14.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires. L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant est comptabilisé de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 899 millions d'euros d'augmentation de la prime d'émission, nets de frais.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 7).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANEs s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 millions d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 14.5).

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2022, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 888 511 actions pour une valeur de 7 millions d'euros.

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2022

Au 31 décembre 2022, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 722 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (12 264 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le 30 novembre 2022, le Groupe a émis des obligations hybrides comptabilisées en capitaux propres pour un montant de 994 millions d'euros (voir note 14.4.2).

Par ailleurs, EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée en circulation dont le montant s'élève à 2 098 millions de dollars US. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 1 538 millions d'euros, auxquels s'ajoutent les effets de change correspondants, considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 606 millions d'euros sur l'exercice 2022 et de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2023, une rémunération de 224 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

6

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission [1]	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %

[1] *Date de réception des fonds.*

14.4.2 Evolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2022

EDF a lancé le 30 novembre 2022 une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

La Société peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations hybrides au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, ils peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole.* Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'Obligations Hybrides USD[1]. La Société réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 994 millions d'euros.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg. Si la Société procède au remboursement, les détenteurs des obligations hybrides USD en seront formellement informés conformément aux Termes et conditions des obligations hybrides USD.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

Principes et méthodes comptables

OCEANEs (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANEs, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros.

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2), et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Electricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

A ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Electricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANES ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 14.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANEs), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANEs, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANEs en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 Action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

(1) Les obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614 000 de dollars.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

(en millions d'euros)	31/12/2022 % de participation	31/12/2022 Participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2022 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2021 Participations ne donnant pas le contrôle	31/12/2021 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 198	142	2 567	(307)
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	33,50 %	6 778	(514)	6 305	(39)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	32,06 %	719	-	394	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	519	11	518	11
Luminus SA	31,37 %	538	(49)	381	(30)
Framatome	24,50 %	63	(12)	86	(22)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		**1 457**	**137**	**1 527**	**102**
TOTAL		**12 272**	**(285)**	**11 778**	**(285)**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Limited, holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Limited, holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 67,94 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité au 31 décembre 2022 suite à l'entrée du gouvernement britannique et la sortie concomitante de CGN le 30 novembre 2022 (voir note 10.6).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 129 millions d'euros au 31 décembre 2022 (165 millions d'euros en 2021).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Actifs non courants	24 348	25 784
Actifs courants	3 132	3 868
TOTAL ACTIF	**27 480**	**29 652**
Capitaux propres	10 988	12 837
Passifs non courants	16 019	16 352
Passifs courants	473	463
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**27 480**	**29 652**
Chiffre d'affaires	3 472	1 842
Résultat net	710	(1 535)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 515)**	**906**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 002	84
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(307)	(420)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(340)	(11)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**279**	**585**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	355	(347)
Incidence des variations de change	(15)	42
Autres incidences	(1)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**618**	**279**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	70	2

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2022	2021
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(17 940)	5 113
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*(17 946)*	*5 114*
dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	*6*	*(1)*
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(606)	(547)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**(18 546)**	**4 566**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*(18 552)*	*4 567*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	*6*	*(1)*
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	2
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	**(18 544)**	**4 567**
dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	*(18 550)*	*4 568*
dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	*6*	*(1)*
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 683 790 611	3 138 060 309
Effet des instruments dilutifs	244 227 763	222 574 780
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 928 018 374	3 360 635 089
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**(5,03)**	**1,46**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**(5,03)**	**1,36**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**(5,03)**	**1,46**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES POURSUIVIES	**(5,03)**	**1,36**
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**-**	**-**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITES EN COURS DE CESSION	**-**	**-**

Le calcul du résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANEs (voir note 18.3.2.2) et de l'ajustement du ratio de conversion / échange suite aux augmentations de capital sur la période.

Compte tenu du résultat net part du Groupe négatif en 2022, l'impact de la conversion des OCEANEs est relutif, le résultat dilué par action est identique au résultat par action.

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

			31/12/2022			31/12/2021
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 602	24 982	26 584	1 359	28 155	29 514
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 539	31 039	32 578	1 346	33 912	35 258
Provisions liées à la production nucléaire	**3 141**	**56 021**	**59 162**	**2 705**	**62 067**	**64 772**

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible usé	11 379	1 284	-	12 663
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	373	-	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	1 066	7	13 548
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2022	**23 854**	**2 723**	**7**	**26 584**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2021	**26 052**	**3 455**	**7**	**29 514**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	11 296	625	29 015
Provisions pour derniers cœurs	2 434	1 129	-	3 563
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2022	**19 528**	**12 425**	**625**	**32 578**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2021	**20 390**	**14 434**	**434**	**35 258**
PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2022	**43 382**	**15 148**	**632**	**59 162**
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2021	**46 442**	**17 889**	**441**	**64 772**

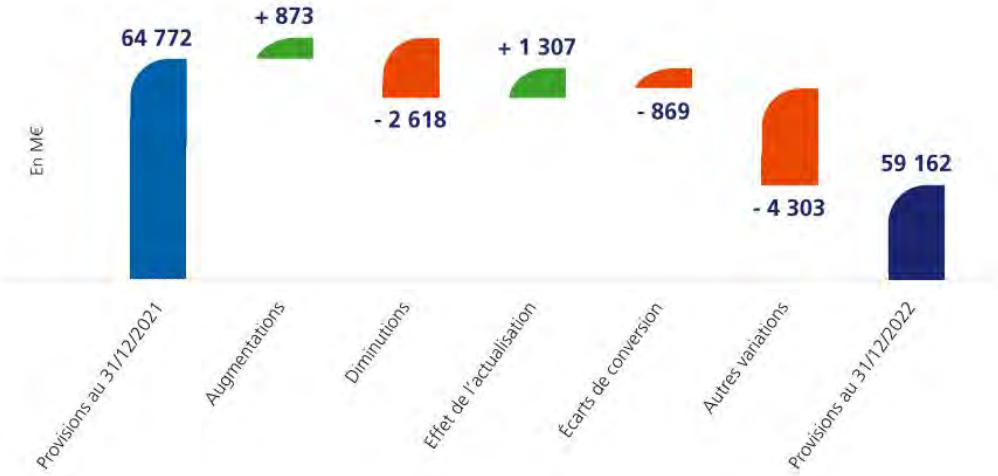
Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	13 220	439	(1 014)	245	(72)	(155)	12 663
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 655	130	(204)	(1 126)	(63)	(844)	13 548
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**29 514**	**570**	**(1 218)**	**(801)**	**(160)**	**(1 321)**	**26 584**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	30 759	303	(824)	1 979	(637)	(2 565)	29 015
Provisions pour derniers cœurs	4 499	-	(576)	129	(72)	(417)	3 563
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**35 258**	**303**	**(1 400)**	**2 108**	**(709)**	**(2 982)**	**32 578**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	**64 772**	**873**	**(2 618)**	**1 307**	**(869)**	**(4 303)**	**59 162**
Dont part courante	2 705						3 141
Dont part non courante	62 067						56 021

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2022 s'explique notamment par :

- une hausse du taux d'actualisation réel de 50 points de base en France (voir note 15.1.1.5), pour (4 609) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de (2 548) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de (2 061) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction – voir note 15.2.4) dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (2 934) millions d'euros au titre des variations de ces provisions adossées à des actifs (à savoir la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique pour les provisions aval du cycle et déconstruction, ou les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents pour les provisions pour derniers cœurs).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2022 est la suivante :



15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.3.4.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	*15.1.1.1*	11 819	417	(849)	51	(59)	11 379
dont non liées au cycle d'exploitation		*1 726*	*23*	*(41)*	*(85)*	*(16)*	*1 607*
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		*1 136*	*44*	*(41)*	*56*	-	*1 195*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	*15.1.1.2*	14 233	128	(204)	(1 308)	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**26 052**	**545**	**(1 053)**	**(1 257)**	**(433)**	**23 854**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	*15.1.1.3*	17 730	273	(201)	340	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers cœurs	*15.1.1.4*	2 660	-	-	104	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**20 390**	**273**	**(201)**	**444**	**(1 378)**	**19 528**
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		**46 442**	**818**	**(1 254)**	**(813)**	**(1 811)**	**43 382**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006[1]		45 306	774	(1 213)	(869)	(1 811)	42 187
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006[1]		1 136	44	(41)	56	-	1 195

[1]Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'effet de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation).

Les « autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.

En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;

- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

15.1.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (11 379 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016 - 2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016 - 2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission. En 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour risques et charges au 31 décembre 2022 (voir note 17.2).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment sur la densification des piscines existantes du site ORANO de La Hague l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 - 2020, a fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total les provisions au titre de dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à la Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2ème trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans sur Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	2 958	3 093
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	9 154	10 746
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS		**12 475**	**14 233**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports…) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes règlementaires (décrets du Ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5ème PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Evolutions 2021

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Evolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *sub-surface*.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016 - 2018, prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5ème PNGMDR (publication du décret n°2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuation vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. A noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est toujours en cours sur ce sujet ;

- 2020 : une revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

  Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). A fin 2022, les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des Commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021.
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'Andra d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte de ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'Andra, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. A fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L.593-20 à L.593-25 et réglementaires des articles R.593-65 à R.593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée :
  - depuis la loi de Transition Energétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	(7)	500	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(194)	(160)	-	4 969
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	**17 730**	**273**	**(201)**	**340**	**(1 048)**	**17 094**

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et Audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis Parc REP qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 17 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MW hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré *via* une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Evolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 15.1.1), le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Evolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2022}$) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,5 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2ème génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2020 :

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019, Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020.Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Evolutions 2021

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu - DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installation et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC - atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix - a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Ecologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions de EDF.

Evolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction , impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2022 Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim[1]	911	740
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde – Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	559	492

[1]Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,96 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 1,9 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. Début 2022, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés, …). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 - est prévue en 2034 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée, vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). Suite à l'enquête publique qui s'est tenue du 15 novembre 2021 jusqu'au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour derniers cœurs pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021 (voir note 15.1.1), les provisions pour derniers cœurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,43 % pour 2022. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 %; 3,3 %] ([-0,6 %; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 %; 3,4 %] ([0,6 %; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond règlementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 194	10 184	16 121	10 683
- dont non liée au cycle d'exploitation	*3 417*	*1 607*	*3 282*	*1 726*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**53 190**	**22 659**	**52 900**	**24 916**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**33 789**	**19 528**	**32 546**	**20 390**
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		**42 187**		**45 306**

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	31/12/2022		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans[1]	Total
Gestion du combustible usé	7 892	8 302	16 194
- dont non lié au cycle d'exploitation	*534*	*2 883*	*3 417*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	**13 314**	**39 876**	**53 190**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**4 091**	**29 698**	**33 789**

[1]Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % pour la déconstruction.

En complément, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Pour l'exercice 2022 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
- derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
TOTAL	**43 382**	**(1 642)**	**1 781**	**865**	**(961)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*31 649*	*(1 460)*	*1 591*	*764*	*(853)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 15.1.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative à 5 ans au lieu de 3 ans précédemment.

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA (EDF Invest).

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 12 192 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces FCPR sont constitués principalement de 17 fonds cotés pour 11 000 millions d'euros (au 31 décembre 2021, 16 FCPR cotés pour 12 153 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir les actifs de rendement ci-dessous).

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée *via* des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros, dont 8 772 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Norlys, Databank et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec -18,5 % sur les emprunts d'État (indice FTSE EMU Government Bond Index (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des *spreads*. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéfices d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

Des variations de juste valeur négative du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2022 dans le résultat financier à hauteur de (3 096) millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 2 739 millions d'euros en 2021. De même, des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2022 en OCI à hauteur de (875) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (244) millions d'euros en 2021.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés *via* des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de data centers aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures / Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50% de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Des retraits pour un montant de 416 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2022 (389 millions d'euros en 2021).

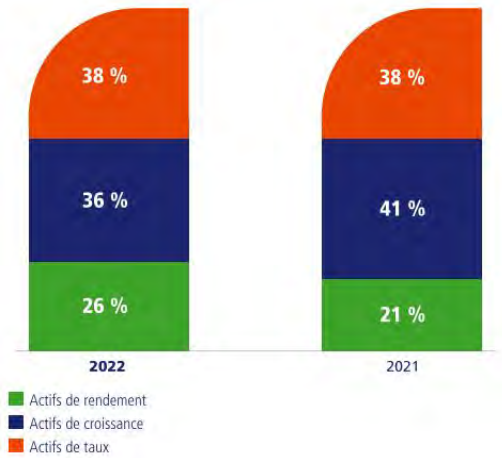
15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		**6 477**	**8 772**	**5 626**	**7 908**
CTE	Participations dans les entreprises associées[1]	1 766	3 791	1 478	3 343
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées[2]	2 268	2 495	2 567	2 923
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets[3]	2 422	2 465	1 581	1 642
Dérivés	Juste valeur des dérivés	21	21	-	-
Actifs de croissance		**12 251**	**12 251**	**15 320**	**15 320**
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	11 625	11 625	14 815	14 815
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	553	553	519	519
Dérivés	Juste valeur des dérivés	73	73	(14)	(14)
Actifs de taux		**12 881**	**12 881**	**14 226**	**14 226**
Obligations	Titres de dettes	11 264	11 264	13 007	13 007
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	215	215	199	199
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 414	1 414	1 016	1 016
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(12)	(12)	4	4
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**31 609**	**33 904**	**35 172**	**37 454**

[1]Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.
[2]Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.
[3]Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 299 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2022 par rapport à 2021 est la suivante (en valeur de réalisation) :



15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**31 649**	**34 276**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**33 904**	**37 454**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**107,1 %**	**109,3 %**

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 148 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	1 401	21	(166)	194	(72)	(94)	1 284
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	1	-	80	(25)	(322)	373
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 415	2	-	181	(63)	(469)	1 066
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 455**	**24**	**(166)**	**455**	**(160)**	**(885)**	**2 723**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 595	3	(623)	1 588	(637)	(1 630)	11 296
Provisions pour derniers cœurs	1 839	-	(576)	25	(72)	(87)	1 129
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**14 434**	**3**	**(1 199)**	**1 613**	**(709)**	**(1 717)**	**12 425**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**17 889**	**27**	**(1 365)**	**2 068**	**(869)**	**(2 602)**	**15 148**

Les « Autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « Autres mouvements » s'explique principalement par une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 100 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions de (2 934) millions d'euros.

Comme prévu, en 2022, EDF Energy a mis fin à la production d'électricité des centrales de Hunterston B et d'Hinkley Point B (respectivement le 7 janvier 2022 et le 1er août 2022), avec un début de phase de déchargement combustible le 16 mai 2022 pour Hunterston B et le 14 septembre 2022 pour Hinkley Point B. En conséquence, la provision derniers cœur a diminué de (576) millions d'euros, le stock de combustible nucléaire diminuant pour un montant équivalent, correspondant au stock encore en réacteur.

15.2.1 Cadre règlementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 90 millions d'euros au 31 décembre 2022 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2022.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 20) effectué en 2020, correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible, a été approuvée par la NDA en juin 2021.

Une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (dénommé *Integrated Plan 22* - IP 22), a été approuvée par la NLA (*Non-Nuclear Liabilities Assurance team*) en décembre 2021.

La phase 2 du plan de déconstruction (*Decommissioning Plan submission* - DPS 21) qui couvre une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels (*Uncontracted Liability Discharge Plan* - UCLDP), a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'*Integrated Plan* 23 (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

L'estimation des couts de l'IP23 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle Nucléaire et de la déconstruction des centrales, et en prenant en compte l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B en 2021.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les règlementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	3 695	1 284	2 725	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 867	373	2 154	639
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 158	1 066	5 126	1 415
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**10 720**	**2 723**	**10 005**	**3 455**

[1]Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

La première phase du dépôt du plan de déconstruction *Decommissioning Plan submission* - DPS 20), soumise début 2020 et approuvée par la NDA en juin 2021, correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible, a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019 liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel.

L'Integrated Plan 22 (IP22) approuvée par la NLA en décembre 2021, qui actualise le coût d'évacuation du combustible a conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021. Cette augmentation était principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entrainant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatif à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. Comme mentionné précédemment, la phase 2 a été approuvée par la NLA en août 2022.

L'Integrated Plan 23 (IP23) qui actualise l'estimation des coûts de l'IP22 et du DPS21, a été approuvée par la NLA en décembre 2022.

	31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**20 875**	**11 206**	**19 864**	**12 494**

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Avec ces modalités de calcul, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 2,9 % au 31 décembre 2022 (1,9 % au 31 décembre 2021).

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. A ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 377 millions d'euros au 31 décembre 2022 (272 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondent à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Au 31 décembre 2022, les provisions nucléaires en Belgique prennent en compte la révision triennale des provisions nucléaires intégrant les conclusions de la Commission des Provisions Nucléaires communiquées à Synatom et Electrabel (filiales du groupe ENGIE) le 16 décembre 2022, soit une augmentation des provisions pour déconstruction de 183 millions d'euros.

Note 16 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;

- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (*British Energy Generation Group*), EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), et EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS)* » (EDFG).

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour avantages du personnel – part courante	790	792
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	16 231	21 716
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**17 021**	**22 508**

16.1.1 Décomposition de la variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2021	**35 436**	**10 410**	**910**	**46 756**
Charge nette de l'exercice 2022	1 110	222	65	1 397
Écarts actuariels	(9 260)	(3 386)	(143)	(12 789)
Cotisations salariales	-	1	-	1
Prestations versées[2]	(1 232)	(439)	(50)	(1 721)
Mouvements de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	(407)	-	(407)
Autres variations[4]	-	-	(8)	(8)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2022	**26 054**	**6 401**	**775**	**33 230**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2021	**(13 411)**	**(13 124)**	**(446)**	**(26 981)**
Charge nette de l'exercice 2022	(171)	(242)	(6)	(419)
Écarts actuariels	3 737	5 505	53	9 295
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Cotisations salariales	-	(1)	-	(1)
Prestations versées	447	439	13	899
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	486	(13)	473
Autres variations	-	-	7	7
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2022	**(9 398)**	**(7 039)**	**(447)**	**(16 884)**

(en millions d'euros)	France[1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2021[2]	**22 025**	**(2 714)**	**464**	**19 775**
Charge nette de l'exercice 2022	939	(20)	59	978
Écarts actuariels	(5 523)	2 119	(90)	(3 494)
Cotisations versées aux fonds	-	(102)	(55)	(157)
Prestations versées	(785)	-	(37)	(822)
Mouvement de périmètre	-	-	1	1
Écarts de conversion	-	79	(13)	66
Autres variations	-	-	(1)	(1)
PASSIF NET AU 31/12/2022	**16 656**	**(638)**	**328**	**16 346**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				17 021
Actifs financiers non courants[2]				(675)

[1]La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).
[2]Le passif net au 31 décembre 2021 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 508 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (2 733) millions d'euros soit un passif net de 19 775 millions d'euros.

Ecarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2022

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2022 s'élèvent à (12 789) millions d'euros :

- dont (9 260) millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (16 997) millions d'euros,
  - la variation des hypothèses démographiques pour (145) millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 5 045 millions d'euros,
  - l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de janvier 2023 pour 2 276 millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour 561 millions d'euros ; et
- dont (3 386) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (4 475) millions d'euros et les écarts d'expérience pour 1 257 millions d'euros (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élevaient à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
  - l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Ecarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2022

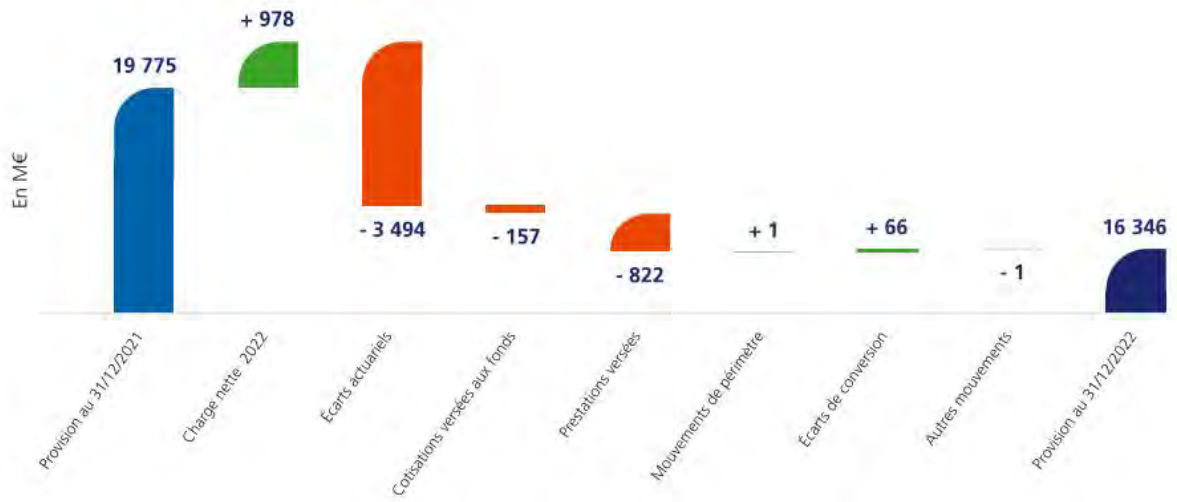
Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 9 295 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de 3 737 millions d'euros en France, et de 5 505 millions d'euros au Royaume-Uni, dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

Passif net au 31 décembre 2022

Le passif net au 31 décembre 2022 s'élève à 16 346 millions d'euros :

- dont 16 656 millions d'euros en France ;
- dont (638) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 658 millions d'euros contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021. Ce surplus, dont la baisse est due à la performance négative des actifs de couverture en lien avec la forte hausse des taux d'intérêts sur la période, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

L'évolution du passif net en 2022 est la suivante :



16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs[1]	3,90 %	1,30 %	4,75 %	1,90 %
Taux d'inflation	2,30 %	1,70 %	2,90 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires[2]	3,70 %	2,80 %	2,65 %	2,70 %

[1]Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement réel des actifs est comptabilisé en écarts actuariels en capitaux propres.
[2]Taux moyen d'inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

	31/12/2022	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 066) / 1 144	(269) / 256
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 115 / (1 043)	235 / (238)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 028 / (964)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2022			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(779)	(32)	(52)	(863)
Coût des services passés	-	-	(2)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	131	-	-	131
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(648)**	**(32)**	**(54)**	**(734)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(462)	(190)	(11)	(663)
Produit sur les actifs de couverture	171	242	6	419
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(291)**	**52**	**(5)**	**(244)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(939)**	**20**	**(59)**	**(978)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	9 260	3 386	143	12 789
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(3 737)	(5 505)	(53)	(9 295)
Écarts actuariels	**5 523**	**(2 119)**	**90**	**3 494**
Écarts de conversion	**-**	**(79)**	**13**	**(66)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**5 523**	**(2 198)**	**103**	**3 428**

	2021			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels – avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(916)**	**(188)**	**(31)**	**(1 135)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(202)**	**28**	**(5)**	**(179)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 118)**	**(160)**	**(36)**	**(1 314)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	**177**	**1 215**	**15**	**1 407**
Écarts de conversion	**-**	**123**	**-**	**123**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**177**	**1 338**	**15**	**1 530**

Les écarts actuariels sur engagements générés en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	2022	2021
Variation liée aux écarts d'expérience	(767)	437
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	145	1
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières[1]	10 013	(671)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**9 391**	**(233)**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*9 260*	*(110)*
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*131*	*(123)*

[1]Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	12 831	18 463
Retraités	13 223	16 973
TOTAL ENGAGEMENTS	**26 054**	**35 436**

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2022	**24 650**	**(9 398)**	**15 252**
Dont :			
Retraites	19 564	(8 827)[1]	10 737
Avantage en nature énergie	3 129	-	3 129
Indemnités de fin de carrière	754	(557)	197
Autres	1 203	(14)	1 189
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2022	**1 404**	**-**	**1 404**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 191	-	1 191
Médailles du travail	188	-	188
Autres	25	-	25
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2022	**26 054**	**(9 398)**	**16 656**

[1]Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 49 % au 31 décembre 2022).

Au 31 décembre 2021 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	**33 813**	**(13 411)**	**20 402**
Dont :			
Retraites	26 196	(12 620)[1]	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	**1 623**	**-**	**1 623**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	**35 436**	**(13 411)**	**22 025**

[1]Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).

16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 398 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 65 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales ;
- 2 % dans des investissements immobiliers.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 398**	**13 411**
Actifs pour régime spécial de retraite	**8 827**	**12 620**
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	65%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33%	33 %
Biens immobiliers	2%	-
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**557**	**776**
Dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	69%	67 %
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31%	33 %
Autres actifs de couverture	**14**	**15**

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 59 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 41 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 59 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2022, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 62 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2021.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -27,1 % en 2022.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 258	1 237
D'un à cinq ans	4 493	3 997
De cinq à dix ans	5 765	4 265
À plus de dix ans	53 963	16 555
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**65 479**	**26 054**

Au 31 décembre 2022, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 16,8 ans.

16.3 Royaume-Uni

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Participants en activité	2 603	5 837
Retraités	3 798	4 573
TOTAL ENGAGEMENTS	**6 401**	**10 410**

16.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les trustees et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
ACTIFS DE COUVERTURE	**7 039**	**13 124**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	0 %	10 %
Instruments de créances cotés (obligations)	62 %	60 %
Biens immobiliers	10 %	5 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	5 %
Autres (dont *private equity*)	25 %	20 %

Au 31 décembre 2022, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 67 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 33 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	235	256
D'un à cinq ans	1 003	897
De cinq à dix ans	1 414	1 025
À plus de dix ans	12 098	4 223
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**14 750**	**6 401**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 17,2 ans au 31 décembre 2022.

6

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

		31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	*17.1*	127	2 006	2 133	95	1 872	1 967
Autres provisions	*17.2*	3 885	2 665	6 550	3 245	3 570	6 815
AUTRES PROVISIONS		**4 012**	**4 671**	**8 683**	**3 340**	**5 442**	**8 782**

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION AU 31/12/2022	**987**	**108**	**192**	**418**	**428**	**2 133**
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2022 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 153 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (110 millions d'euros pour Framatome et 43 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 92 millions d'euros pour Framatome et 53 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 83 % pour Framatome et de 123 % pour Cyclife France. S'agissant de Framatome, un plan est en cours d'élaboration conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 pour viser un taux de couverture d'au moins 100 % dans un délai inférieur à 5 ans.

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2022
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	585	315	(17)	(257)	(9)	(12)	605
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	112	2	(56)	(10)	(1)	2	49
Provisions pour litiges	327	89	(66)	(32)	-	3	321
Provisions pour contrats onéreux	1 651	117	(360)	(654)	(3)	(113)	638
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 572	2 341	(1 932)	(2)	-	(53)	1 926
Autres provisions pour risques et charges	2 568	4 197	(3 553)	(164)	1	(38)	3 011
TOTAL	**6 815**	**7 061**	**(5 984)**	**(1 119)**	**(12)**	**(211)**	**6 550**

(1) Les autres mouvements comprennent principalement l'actualisation des provisions pour contrats onéreux gaz naturel liquéfié Dunkerque ainsi que les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont principalement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Une reprise totale de provision sur un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis a été comptabilisée au 31 décembre 2022 en lien avec l'amélioration des *spreads* États-Unis / Europe à moyen et long terme dans un contexte de marché encore très volatile.

Une reprise partielle de provision sur un contrat de regazéification a été comptabilisée au 31 décembre 2022, du fait d'une meilleure valorisation des terminaux européens dans le nouveau contexte géopolitique gazier.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat déduction faite de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, le cas échéant de Certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.5.4, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2022, une provision de 1 117 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Autres provisions pour risques et charges

Au 30 juin 2022, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire d'ARENH mis en place par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application ; cette provision a été utilisée au fur et à mesure des achats et ventes réalisées sur le second semestre 2022 pour 2 749 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, une provision pour risques a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 15.1.1.1).

Ces provisions couvrent par ailleurs divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien…). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022.

17.3 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2022 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour administrative d'appel a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience. Pour rappel, EDF a inscrit dans ses comptes en 2020 une charge d'impôt de 510 millions d'euros relative à ce contentieux et présente un passif d'impôt couvrant le risque résiduel au 31 décembre 2022.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position de la Société en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 9.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés (voir note 9.2).

17.3.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF, certains sont actuellement en cours.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi jusqu'en 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

A la suite d'une question préjudicielle, la Cour de justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir

été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

Au regard de cette jurisprudence désormais constante, certains producteurs ont formé des recours en réparation contre l'État devant les tribunaux administratifs. A ce jour, les tribunaux administratifs ont rejeté les recours des producteurs.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles, EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. A la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaitre par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pendant 2 ans pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation. EDF et Enedis vont déposer des conclusions d'ici le 17 février 2023 afin d'interrompre la péremption d'instance de 2 ans.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'Appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation.

Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'Appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Energie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'Appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,93 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

17.3.5 Edison

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

A la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours :

- deux procédures administratives :
  - la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État Italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

    Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, elle a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société a également récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

    Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

    Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020, discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

  - par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;
- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.

Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

L'appel d'Edison contre la décision arbitrale devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence arbitrale devant la Cour d'Appel de Milan s'est clôturée le 24 janvier 2023 avec le rejet de l'action d'Edison. L'arrêt arbitral est donc exécutoire. Edison a l'intention de faire appel du jugement devant la Cour de cassation.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties.

- une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours avec la phase d'instruction probatoire.

Mantoue - procédure environnementale et pénale

Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1er avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte ENGIE, réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

- Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait suite à une plainte déposée par ENGIE le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure ENGIE. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'économie d'énergie.

  Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 17.2).

- Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Energétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

  Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

  En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision du 1er mars 2022 devant la Cour d'Appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'Appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'Appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs (voir note 18.7).

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au Compte de résultat.

18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au Compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés **à la date de transaction** à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les **prêts et créances** financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (*expected credit loss*). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « *Investment Grade* ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « *Investment Grade* ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 014	4 982	21 996	10 519	5 810	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	36	207	243	37	253	290
Titres en juste valeur en résultat	1 409	23 490	24 899	2 855	25 369	28 224
Titres de dettes ou de capitaux propres	***18 459***	***28 679***	***47 138***	**13 411**	**31 432**	**44 843**
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	30 566	-	30 566	20 061	-	20 061
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	6 903	5 376	12 279	4 522	5 388	9 910
Prêts et créances financières[1]	2 105	14 457	16 562	1 943	18 789	20 732
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**58 033**	**48 512**	**106 545**	**39 937**	**55 609**	**95 546**

[1]Dont dépréciation pour (386) millions d'euros au 31 décembre 2022 ((299) millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 10,5 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactif**s selon l'article L. 594 du Code de l'environnement. Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest. La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 ;
- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (« actifs liquides »)**. Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2022 (2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
(en millions d'euros)	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	4 627	-	22 742	27 369	31 013
Actifs liquides	17 148	-	1 359	18 507	12 737
Autres actifs[1]	221	243	798	1 262	1 093
TOTAL	**21 996**	**243**	**24 899**	**47 138**	**44 843**

[1]Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

6

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Titres en juste valeur en OCI recyclable	16 329	7 416	(2 007)	3	139	116	21 996
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	290	322	(15)	(353)	-	(1)	243
Titres en juste valeur en résultat	28 224	(770)	(2 814)	55	(6)	210	24 899
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**44 843**	**6 968**	**(4 836)**	**(295)**	**133**	**325**	**47 138**

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2022			2021		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable[1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable[1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable[1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable[1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat[2]
Actifs dédiés d'EDF	(1 081)	-	(206)	(202)	-	42
Actifs liquides	(850)	-	(65)	(81)	-	21
Autres titres	-	(16)	-	-	15	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES[3]	**(1 931)**	**(16)**	**(271)**	**(283)**	**15**	**63**

[1]+/( ) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.
[2]+/( ) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.
[3]Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable concernent principalement EDF pour (1 660) millions d'euros dont (875) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2022 et pour (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2022.

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Créances à recevoir du NLF	14 000	15 986
Autres prêts et créances financières	2 562	4 746
PRETS ET CREANCES FINANCIÈRES	**16 562**	**20 732**

Au 31 décembre 2022, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 14 000 millions d'euros au 31 décembre 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
  - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 658 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 16.1.1),
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 253 millions d'euros au 31 décembre 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 823 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2021	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2022
Prêts et créances financières	20 732	(581)	-	4	(920)	(2 673)	16 562

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy, en lien avec l'augmentation des taux d'actualisation.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Disponibilités	10 261	9 178
Equivalents de trésorerie	687	741
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**10 948**	**9 919**

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 566 millions d'euros au 31 décembre 2022 (198 millions d'euros au 31 décembre 2021) (voir note 1.3.5).

18.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 340	28 713	**96 053**	54 334	15 072	69 406
Dérivés de transaction – Juste valeur négative[(1)]	-	28 884	**28 884**	-	22 027	22 027
Dérivés de couverture – Juste valeur négative[(1)]	3 718	14 247	**17 965**	2 209	7 915	10 124
PASSIFS FINANCIERS	**71 058**	**71 844**	**142 902**	**56 543**	**45 014**	**101 557**

[(1)] *Voir note 18.7.*

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (6,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse des prix observée sur le marché des commodités sur l'exercice 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2021	**49 242**	**3 690**	**10 992**	**4 337**	**1 145**	**69 406**
Augmentations	2 971	17 126	14 108	353	204	34 762
Diminutions	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	(104)	(6 057)
Écarts de conversion	(237)	21	(145)	(6)	5	(362)
Mouvements de périmètre	(10)	(82)	2	(19)	-	(109)
Variations de juste valeur	(3 983)	3	(9)	-	-	(3 989)
Autres mouvements [1]	-	(4)	2 109	306	(9)	2 402
SOLDES AU 31/12/2022	**45 150**	**20 278**	**25 115**	**4 269**	**1 241**	**96 053**

[1] Les autres mouvements comprennent le reclassement en Autres dettes financières des titres subordonnés à durée indéterminé pour un montant de 2 021 millions d'euros suite à l'engagement de rachat de ces titres au 29 janvier 2023 (voir note 14.4.1).

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations senior en octobre 2022 pour un montant brut de 3,0 milliards d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 2,8 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2 milliards d'euros en janvier 2022, 0,3 milliard d'euros en juin 2022 et de 0,5 milliard d'euros en décembre 2022.

Les principales opérations réalisées sur 2022 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont la conclusion de lignes de crédit bilatérales avec un groupe de 18 banques pour 13,1 milliards d'euros, 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yen à maturité 3 ans (soit 15,4 milliards d'euros) et des nouveaux tirages auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour 0,8 milliard d'euros à échéance 2032. L'ensemble de ces lignes de crédit ont été tirées en 2022.

Au 31 décembre 2022, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 10 638 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 9 265 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2022
Émissions d'emprunts	2 971	17 126	14 108	-	(40)	34 165
Remboursements d'emprunts	(2 833)	(476)	(1 942)	(702)	77	(5 876)

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2022, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCEANEs) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission[1]	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	10/2022	12/2026	750	EUR	3,88 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

[1] *Date de réception des fonds.*

Le 5 octobre 2022 EDF a lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros :

- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- Obligations vertes (*green bond*) de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 % (voir ci-dessous).

Au 31 décembre 2022, les principaux *green bonds* (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (*green bond*)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %
Obligataire (*green bond*)	EDF	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANEs Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compter du 2 décembre 2021.

Sur l'exercice 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action Électricité de France par OCEANE. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action Électricité de France par OCEANE à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2 et 14.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'offre. A l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 021	482	24 637	688	885	28 713
Entre un et cinq ans	11 496	17 141	106	2 042	94	30 879
À plus de cinq ans	31 633	2 655	372	1 539	262	36 461
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2022	**45 150**	**20 278**	**25 115**	**4 269**	**1 241**	**96 053**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**4 844**	**756**	**2 214**	**1 874**	**4 899**

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2022

	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	62 269	65 %	13 789	76 058	79 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	21 465	22 %	(15 813)	5 652	6 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	8 149	9 %	3 284	11 433	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	4 %	(1 260)	2 910	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**96 053**	**100%**	**-**	**96 053**	**100%**

Au 31 décembre 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	**-**	**69 406**	**100 %**

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.3), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élèvent à 219 millions d'euros (224 millions d'euros en 2021) avant incidence des instruments dérivés et à 18 millions d'euros (17 millions d'euros en 2021) après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2022

	31/12/2022				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	69 748	73%	(13 784)	55 964	58%
Emprunts à taux variable	26 305	27%	13 784	40 089	42%
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**96 053**	**100%**	**-**	**96 053**	**100%**

Au 31 décembre 2021

	31/12/2021				
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**69 406**	**100 %**	**-**	**69 406**	**100 %**

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type "SPV") détenus par EDF Renouvelables peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants* , incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet , mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Sept emprunts d'un montant total de 2 042 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2022 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2022, EDF a signé 4 nouvelles lignes de crédit pour un montant de 2 600 millions d'euros, dont 2 000 millions avec la banque BNP. Par ailleurs, 4 lignes sont arrivées à échéance pour un total de 900 millions d'euros et le solde disponible de la ligne de crédit BEI a été intégralement tiré pour 400 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 14 051 millions d'euros (13 039 millions d'euros au 31 décembre 2021) incluant 10 053 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	**14 051**	**2 617**	**11 412**	**22**	**13 039**

18.5 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2022

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 597	2 597	-	2 093	504
Titres de dettes	44 541	44 541	2 849	41 542	150
Dérivés de couverture	12 279	12 279	188	12 091	-
Dérivés de transaction	30 566	30 566	882	28 378	1 306
Equivalents de trésorerie	687	687	64	623	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**90 670**	**90 670**	**3 983**	**84 727**	**1 960**
Créances à recevoir du NLF	14 000	14 000	-	14 000	-
Autres prêts et créances financières	2 562	2 562	-	2 562	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**16 562**	**16 562**	**-**	**16 562**	**-**
Dérivés de couverture	17 965	17 965	9	17 913	43
Dérivés de transaction	28 884	28 884	773	27 447	664
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**46 849**	**46 849**	**782**	**45 360**	**707**
Emprunts et dettes financières	96 053	93 264	-	93 264	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**96 053**	**93 264**	**-**	**93 264**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Equivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**75 555**	**75 555**	**3 046**	**71 451**	**1 058**
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**20 732**	**20 732**	**-**	**20 732**	**-**
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	**32 151**	**32 151**	**326**	**31 336**	**489**
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	**69 406**	**78 114**	**-**	**78 114**	**-**

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées au chapitre 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps,* contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « *own use* » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits « own use ».

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies *(foreign currency basis spread)* sur les swaps de taux et de devises *(cross-currency swaps)*

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (*cross-currency swaps*). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue *via* les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Juste valeur positive des dérivés de couverture	*18.1.1*	12 279	9 910
Juste valeur négative des dérivés de couverture	*18.3.1*	(17 965)	(10 124)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	*18.1.1*	30 566	20 061
Juste valeur négative des dérivés de transaction	*18.3.1*	(28 884)	(22 027)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE TRANSACTION		**1 682**	**(1 966)**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Instruments dérivés de couverture de taux	*18.7.2*	1 138	3 613
Instruments dérivés de couverture de change	*18.7.3*	1 638	407
Instruments dérivés de couverture de matières premières	*18.7.4*	(8 462)	(4 234)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**
Instruments dérivés de transaction de taux	*18.7.2*	(28)	(27)
Instruments dérivés de transaction de change	*18.7.3*	(217)	(45)
Instruments dérivés de transaction de matières premières	*18.7.4*	1 927	(1 894)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**1 682**	**(1 966)**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(1 385)	3 148
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		3 409	614
Sous-total	***19.2***	**2 024**	**3 762**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(1 091)	(492)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(6 959)	(3 564)
Sous-total		**(8 050)**	**(4 056)**
Couverture de situations nettes à l'étranger		173	94
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		93	(14)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides		74	-
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**(5 686)**	**(214)**

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2022				Notionnel au 31/12/2021	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2022	31/12/2021
Achats de CAP	8	30	35	73	-	10	-
Opérations sur taux d'intérêts	**8**	**30**	**35**	**73**	**-**	**10**	**-**
Payeur fixe/receveur variable	515	5 059	5 704	11 278	5 904	1 807	264
Payeur variable/receveur fixe	779	6 536	14 732	22 047	20 989	(1 713)	2 976
Variable/variable	800	604	1 266	2 670	2 434	76	69
Fixe/fixe	-	1 921	7 271	9 192	9 366	958	304
***Swaps* de taux**	**2 094**	**14 120**	**28 973**	**45 187**	**38 693**	**1 128**	**3 613**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 102**	**14 150**	**29 008**	**45 260**	**38 693**	**1 138**	**3 613**
Achats d'options	-	-	552	552	518	(22)	-
***Swaps* de taux**	**3 407**	**5 172**	**970**	**9 549**	**1 006**	**(6)**	**(27)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**3 407**	**5 172**	**1 522**	**10 101**	**1 524**	**(28)**	**(27)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

18.7.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. A noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2022 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2022				Notionnel à livrer au 31/12/2022				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2022
Change à terme	4 451	1 010	-	5 461	4 405	964	-	5 369	87
Swaps	25 682	9 303	15 647	50 632	25 257	8 992	14 720	48 969	1 531
Options	-	1 693	-	1 693	-	1 828	-	1 828	20
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**30 133**	**12 006**	**15 647**	**57 786**	**29 662**	**11 784**	**14 720**	**56 166**	**1 638**
Change à terme	9 979	6 281	25	16 285	9 940	6 131	23	16 094	149
Swaps	22 274	7 457	231	29 962	22 484	7 694	225	30 403	(366)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**32 253**	**13 738**	**256**	**46 247**	**32 424**	**13 825**	**248**	**46 497**	**(217)**

Au 31 décembre 2021 :

(en millions en euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2021				Notionnel à livrer au 31/12/2021				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2021
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**27 225**	**7 277**	**17 195**	**51 697**	**27 191**	**7 053**	**16 921**	**51 165**	**407**
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**31 732**	**11 890**	**263**	**43 885**	**31 792**	**11 820**	**257**	**43 869**	**(44)**

Le notionnel des *cross currency swaps*, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de *futures, forwards, options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2022 Notionnels nets					31/12/2021	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(1)	17	-	16	(3 619)	(31)	(3 808)
Gaz	Millions de therms	1 137	(864)	-	273	(4 999)	943	(925)
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 263	6 781	-	12 044	96	14 097	166
CO2	Milliers de tonnes	2 490	1 646	-	4 136	60	7 224	333
Autres matières premières		-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DERIVES DE COUVERTURE LIES AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**(8 462)**	**-**	**(4 234)**

Au 31 décembre 2022, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (8,5) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du *spread* prix de marché / prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture de gaz et d'électricité, compte tenu de la hausse des prix des commodités observée en 2022.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2022 et 2021, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France - Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

		31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(13)	(1 090)	(111)	(1 719)
Gaz	Millions de therms	(2 497)	2 990	47 423	630
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 065	46	6 812	17
CO2	Milliers de tonnes	(1 417)	(28)	(7 880)	(628)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(1)	15	-	(48)
Autres matières premières		-	(6)	-	(146)
INSTRUMENTS DERIVES DE TRANSACTIONS LIES AUX MATIERES PREMIERES			**1 927**		**(1 894)**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	2022			2021		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres[1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage[2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres[1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage[2]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux [4]	392	-	(1)	(98)	-	-
Couverture de change	2 653	598	92	2 684	720	(38)
Couverture d'investissement net à l'étranger	308	-	-	(1 078)	(405)	-
Couverture de matières premières	(9 002)	(3 131)	(2)	(7 356)	(2 198)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE[3]	**(5 649)**	**(2 533)**	**89**	**(5 848)**	**(1 883)**	**(40)**

[1]+/ ( ) : augmentation/ (diminution) des capitaux propres part du Groupe.
[2]+/ ( ) : augmentation/ (diminution) du résultat part du Groupe.
[3]Hors entreprises associées et coentreprises.
[4]Au 31 décembre 2022, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour +155 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 116) millions d'euros en 2022 (et de (3 965) millions d'euros en 2021).

Elle s'explique en 2022 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de + 308 millions d'euros (montant de (673) millions d'euros en 2021), des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 579) millions d'euros (montant de (3 292) millions d'euros en 2021) et des coûts de couverture relatifs à l'écart de base entre monnaies (*foreign currency basis spread*) sur les *swaps* de taux et de devises (cross-currency *swaps)* pour un montant de + 155 millions d'euros en 2022 – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2022 pour (3 131) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- de gaz pour (1 794) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- d'électricité pour (1 218) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour (119) millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2022

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compen sation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	42 845	4 493	76 159	(37 807)	38 352	(3 548)	(7 289)	27 515
Juste valeur des dérivés – passif	(46 849)	(5 533)	(79 123)	37 807	(41 316)	3 548	7 503	(30 265)

Au 31 décembre 2021

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Montant brut comptabilisé (avant compen sation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2022

		2022			
(en millions d'euros)	*Notes*	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					(17 940)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	*8.3*	3 160	(822)	(12)	2 326
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*6*	849	(227)	-	622
Pertes de valeur		1 905	(132)	(478)	1 295
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles [2]	*10.8.1 et 10.8.2*	*1 762*	*(121)*	*(478)*	*1 163*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises[3]	*12.3*	*143*	*(11)*	*-*	*132*
Autres éléments		858	181	(4)	1 035
- dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*687*	*(141)*	*(4)*	*542*
- dont provisions sur risques financiers sur participation		*187*	*-*	*-*	*187*
- dont charges sur contentieux fiscaux		*-*	*322*	*-*	*322*
- autres		*(16)*	*-*	*-*	*(16)*
RÉSULTAT NET COURANT					**(12 662)**

[1]Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

[2]En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment une perte de valeur sur le goodwill EDF Energy pour (1 176) millions d'euros, la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (129) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (120) millions d'euros.

[3]En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (139) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à (12 662) millions d'euros à fin décembre 2022, en baisse de (17 379) millions d'euros par rapport à 2021.

Au 31 décembre 2021

		2021			
(en millions d'euros)	*Notes*	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres [1]	*8.3*	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	*6*	215	(66)	-	149
Pertes de valeur [2]		872	(177)	(87)	608
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	*10.8.1 et 10.8.2*	*653*	*(177)*	*(87)*	*389*
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	*12.3*	*219*	*-*	*-*	*219*
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
- dont autres produits et charges d'exploitation	*7*	*1 123*	*(220)*	*(30)*	*873*
- dont réévaluation fiscale des actifs en Italie		*-*	*(103)*	*-*	*(103)*
- dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni	*9.2*	*-*	*359*	*-*	*359*
- dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis	*9.2*	*-*	*(191)*	*-*	*(191)*
- autres		*(69)*	*3*	*-*	*(66)*
RÉSULTAT NET COURANT					**4 717**

[1] Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

[2] En 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Emprunts et dettes financières	*18.3.2*	96 053	69 406
Dérivés de couvertures des dettes	*18.7.1*	(2 024)	(3 762)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*18.2*	(10 948)	(9 919)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	*18.1.2*	(18 507)	(12 737)
Dérivés de couvertures des actifs liquides	*18.7.1*	(74)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**64 500**	**42 988**

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 64 500 millions d'euros à fin décembre 2022 contre 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021).

Note 20 Enjeux climatiques en lien avec les états financiers

Introduction et contexte

En cohérence avec sa **raison d'être**, **« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants »** et sa stratégie CAP2030, le Groupe a défini 16 engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ils sont construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable et sont déclinés dans les métiers ainsi que dans les projets d'investissement à l'aide d'une grille d'évaluation.

Ces engagements et leur mise en œuvre dans le Groupe sont également pilotés et suivis par plusieurs instances de gouvernance, sous l'égide du Conseil d'administration (voir section 3.5.2 du Document d'Enregistrement Universel 2022 Instances de gouvernance de la RSE).

L'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020 - 852 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette **réglementation dite « Taxonomie »,** s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Ce règlement a été complété par un acte délégué spécifique aux activités nucléaire et gaz publié le 2 février 2022 et applicable dès l'exercice 2022. Les informations et indicateurs prévus par cette réglementation (part de chiffre d'affaires, des investissements et des dépenses opérationnelles associées, aux activités éligibles, alignées, à la Taxonomie européenne) sont détaillés dans la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022. La note 20.4 mentionne le montant des CAPEX alignés avec la Taxonomie.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au climat et au développement durable, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO_2, CEE, CER - voir note 20.1	Note 5.5.4 « Autres produits et charges » Note 10.2 « Autres actifs incorporels » Note 17.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux droits d'émission de gaz à effet de serre, aux Certificats d'énergie renouvelables et aux Certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 20.2.1	Note 15 « Provisions liées à la production nucléaires et actifs dédiés » Note 17 « Autres provisions et passifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : - à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; - aux dispositifs environnementaux ; - à des litiges environnementaux.
Evaluation des actifs - voir note 20.2.2	Note 10.8 « Pertes de valeur / reprise »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 20.3	Note 18.3.2 « Emprunts et dettes financières » Note 14.4 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 18.4 « Lignes de crédit non utilisées »	Le Groupe a émis plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : Green bonds, Social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat - voir notes 20.4 et 20.5	Note 10.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part importante du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 10.2.

20.1 Dépenses réglementaires

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dispositif européen (EU-ETS)

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en-deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier…). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021 - 2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)[1]. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, en juillet 2021 un ensemble de propositions législatives « *Fit for 55* », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a rehaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 18 millions de tonnes (17 millions de tonnes pour l'année 2021).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 799 millions d'euros au 31 décembre 2022 (380 millions d'euros au 31 décembre 2021) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2022, 17 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU - ETS réalisées en 2021 (16 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit For 55*.

Dispositif britannique (UK-ETS)

Depuis le Brexit, le Royaume-Uni a mis en place son propre système d'échange (UK ETS - *Emissions Trading Scheme*). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2022, le volume des émissions d'EDF Energy est de 0,1 millions de tonnes (2 millions de tonnes pour 2021) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 9 millions d'euros comptabilisés en provision (36 millions d'euros pour 2021).

EDF Energy a restitué en 2022, 2 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (3 millions de tonnes restituées en 2021 au titre des émissions 2020).

Traitement comptable applicable aux quotas de CO_2

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts », à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché.

D'autre part, à chaque clôture, une provision est constatée à hauteur des émissions de l'exercice. La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (Certificats verts)

En application de la directive européenne n°2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de sites de production d'énergies renouvelables à des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (cas en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (cas en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2022, une provision de 1 117 millions d'euros (1 156 millions d'euros en 2021) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Traitement comptable applicable aux Certificats verts

Pour les entités productrices et commercialisatrices d'électricité :

- les certificats obtenus à hauteur de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » ;

Par ailleurs, une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

20.1.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'économies d'énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie réalisées, directement ou indirectement, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Après avoir rempli son obligation CEE au titre de la 4ème période du dispositif (2018 - 2021), EDF est entré dans la 5e période du dispositif qui a débuté le 1er janvier 2022 et s'achèvera le 31 décembre 2025. Cette 5ème période est particulièrement marquée par une hausse significative de l'obligation.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2022 la réalisation de 192 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de Certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

Traitement comptable des Certificats d'économie d'énergie

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des Certificats d'économies d'énergie réalisées délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

20.2 Évaluation des actifs et passifs

20.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Ces provisions concernent principalement, celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 15 pour EDF SA et EDF Energy.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE). Au 31 décembre 2022, ces provisions s'élèvent à 1 926 millions d'euros (1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 17.3.5 qui font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay 3.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lesquels le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat. Comme indiqué en note 10.8, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, apports hydrauliques et abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité, vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2027 et 2050. Par ailleurs, les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et RepowerEU à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, au Laos ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1.2). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5 milliards d'euros au 31 décembre 2022 (sans changement par rapport au 31 décembre 2021) dont 3,6 milliards d'euros en France et 1,0 milliard d'euros en Italie.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC, charbon) d'une valeur nette comptable de 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022 (1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2021) a représenté en 2022 environ 3,57 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui a été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0.6 GW) a été fermée le 1er avril 2021 et la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

Dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul (d'une valeur nette comptable de 1,8 milliard d'euros au 31 décembre 2022) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoira, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au bioliquide.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MW à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et qui devraient respectivement être mises en service en 2023.

20.3 Financement durable

20.3.1 *Green Bonds*

Depuis 2013, le Groupe a procédé à sept émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 9,96 milliards d'euros. Le cadre de financement (*Green Bond Framework*) visait la construction de nouveaux projets éoliens et solaires, des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine et à l'international, des projets d'efficacité énergétique et des projets de préservation de la biodiversité.

En juillet 2022, le Groupe a réalisé la 4ème évolution de son *Green Bond Framework* devenant un *Green Financing Framework*, couvrant l'intégralité de ses financements « verts ». Les projets éligibles doivent respecter les critères de la Taxonomie européenne. Son champ d'application intègre les catégories précédemment éligibles auxquelles s'ajoutent deux nouvelles catégories : les réseaux de distribution et les actifs de production nucléaire. En outre, EDF s'est engagé à communiquer avant toute émission si le produit d'une émission est destinée à financer le nucléaire. Dans ce cadre, le 5 octobre 2022 le Groupe a procédé à l'émission d'une tranche de 1,25 milliard d'euros pour financer des activités de réseaux de distribution.

Par ailleurs, ce *Green Financing Framework* a fait l'objet d'une revue par un tiers indépendant confirmant son respect des meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la *Loan Syndications and Trading Association*).

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir section 6.7 du Document d'enregistrement universel 2022). Elle est disponible dans la page dédiée à la finance durable sur le site internet d'EDF.

20.3.2 *Social Bonds* (Obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros.

Les fonds levés ont financé des projets éligibles tels que définis dans *le Social Bond Framework* du groupe EDF. Il s'agit de dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni.

La conformité du *Social Bond* Framework aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par un tiers indépendant.

20.3.3 Prêt bilatéral vert

Le 18 novembre 2022, EDF a signé un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros en cohérence avec le *Green Financing Framework* d'EDF avec CACIB. Il s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. Ses fonds seront dédiés au financement de la maintenance du parc permettant la poursuite d'une production d'une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO_2 par kWh sur le cycle de vie[(1)].

20.3.4 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Le groupe EDF dispose de 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables ainsi que deux crédits syndiqués indexés sur les performances du Groupe en matière de développement durable, qui intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement, dont :

- un crédit syndiqué « vert » de 4 milliards d'euros avec plus de 20 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de trois KPIs environnementaux ;
- une facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques d'une maturité de 5 ans. La marge est ajustée en fonction de la performance de quatre KPI axés sur une transition juste et inclusive d'EDF ;

(1) Selon l'étude Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire *d'EDF* publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants, https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-dedf

- 18 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG. Les marges sont ajustées en fonction de la performance des différents KPIs retenus avec les banques.

Au 31 décembre 2022, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères ESG non tirées (y compris les facilités de crédit syndiqué) représentent plus de 10,05 milliards d'euros, soit 72 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4). En 2022, le Groupe respecte des indicateurs fixés.

20.4 Investissements décarbonés

En 2022, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 19,2 milliards d'euros composé pour 18,3 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,9 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2022, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2021), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (50 % en 2021). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2022 sont de 66 % (contre 44 % au 31 décembre 2021 publié et 63 % en proforma au 31 décembre 2021, intégrant les effets de l'acte délégué complémentaire sur le nucléaire et le gaz), incluant notamment les investissements dans le nucléaire en France, dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien), les installations hydrauliques et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.4 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2022).

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (33,9 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2022), dans le cadre de la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

En 2022, en particulier, un bilan du respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU et des grandes conventions internationales par les sociétés de gestion délégataires a été dressé et, s'agissant du risque climatique, un bilan des émissions carbone a été établi portant sur les actifs cotés ou non cotés. Des analyses de scénarios climatiques, intégrées désormais aux études de rendement et de risque des actifs dédiés, ont été réalisées, conformément aux recommandations du réseau NGFS (*Network for Greening the Financial System*), visant à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps.

En ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), notamment en demandant la mise en place d'un bilan carbone et un suivi de l'empreinte environnementale des entreprises du portefeuille.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat, de l'adaptation des installations au changement climatique

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2022, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 649 millions d'euros. Il se compose de la R&D d'EDF pour 473 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, EDF Energy et Edison.

En France, 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, le Chantier CAP 2030 Thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer pour chaque parc thermique du Groupe une stratégie de décarbonation des actifs existants et de développement pour les nouveaux actifs décarbonés avec une feuille de route pour garantir la mise à disposition de tels moyens de production thermique décarbonés au moment voulu, et donc la maîtrise des technologies et compétences afférentes. Dans ce cadre l'ensemble des activités gazières du groupe EDF s'intègre dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 du Groupe.

20.5.2 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- **dépenses capitalisées** dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents …) ;
- passifs environnementaux et dotation aux **provisions pour risques environnementaux** dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les **dépenses de fonctionnement** des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la recréation d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2022 plus de 66 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologique (classés en « liste 2 » au titre de la « loi sur l'eau et les milieux aquatiques »), qui représentent un montant d'investissements cumulés de 107 millions d'euros (hors subventions reçues). Il s'agit d'équipements de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2022, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au *management* de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 1 755 salariés d'EDF SA de bénéficier de 19 061 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 66 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

Sur la base d'un concept analogue à celui de la « Fresque du climat », la « Fresque de la biodiversité » sensibilise aux causes de l'érosion de la biodiversité. L'objectif de 1 000 salariés formés ou sensibilisés à la biodiversité à fin 2022 a été dépassé.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. A fin 2022, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 22,6 % (plus de 10 300 véhicules électriques, soit plus de 2 500 véhicules électriques de plus qu'à fin 2021). A travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2022, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente, pour leurs flottes respectives, 10 % des critères d'intéressement d'EDF SA et d'Enedis.

20.5.3 Dépenses pour l'adaptation des actifs du Groupe aux changements climatiques

Concernant l'adaptation du parc nucléaire actuel et futur en France, outre les travaux relatifs à la sûreté et la sécurité notamment règlementaires ou en lien avec des prescriptions de l'autorité de sûreté, EDF a mis en place un plan d'adaptation des installations et de leurs activités. Le projet ADAPT s'inscrit dans une approche systémique qui vise à analyser la résilience de l'ensemble des écosystèmes qu'ils soient naturels ou socioéconomiques et dont dépend la capacité à produire des installations.

Ce plan intègre en particulier le caractère systémique et évolutif du dérèglement climatique. Ces travaux permettent, entre autres :

- d'imaginer les futurs climatiques des territoires à divers horizons temporels ;
- d'améliorer le niveau de protection de nos installations contre les aléas naturels en quantifiant mieux les niveaux extrêmes de ces derniers ;
- de réduire l'impact environnemental de nos installations ;
- d'identifier des solutions innovantes permettant par exemple de récupérer l'eau évaporée au sein de tours aéroréfrigérantes et, dans un futur proche, de tester les plus prometteuses in situ.

L'accélération du dérèglement climatique conduit également le Groupe à renforcer ses capacités en matière de R&D et d'ingénierie en augmentant le recrutement de compétences clés dans tous les domaines associés : climatologie, hydrogéologie, environnement, et bien sûr dans la filière de l'ingénierie technique.

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2022. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	*21.1.1*	61 990	54 268
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	*21.1.2*	16 900	16 996
Engagements donnés liés aux opérations de financement	*21.1.3*	6 345	5 837
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**85 235**	**77 101**

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Engagements d'achats de combustible et d'énergie[1]	43 863	37 908
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	17 456	16 047
Engagements de location en tant que preneur	671	313
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**61 990**	**54 268**

[1]Hors achats de gaz et services associés.

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2022, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2022					31/12/2021
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés[1]	30 085	5 702	9 626	5 815	8 942	24 557
Achats d'autres énergies et de matières premières[2]	362	118	132	112	-	346
Achats de combustible nucléaire	13 416	1 944	5 710	4 771	991	13 005
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**43 863**	**7 764**	**15 468**	**10 698**	**9 933**	**37 908**

[1]Il n'y a plus d'engagements des entités contrôlées données aux coentreprises au 31 décembre 2022 (487 millions d'euros au 31 décembre 2021).
[2]Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2022 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année s'explique principalement par la hausse de 3 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de la hausse des prix de l'électricité projetée pour les 10 prochaines années. Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF, Enedis et Luminus s'expliquent par la prolongation de certains contrats et la forte hausse des prix de l'énergie.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

21.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités.

21.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

21.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2022, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	124	12	48	64	137
EDF	56	4	12	40	23

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume pour 2023 de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 5 et 22 ans selon les contrats.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée depuis 2018.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 648	3 259	3 711	2 678	8 693
Engagements sur achats d'exploitation[1]	7 611	4 294	2 685	632	7 173
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	197	67	100	30	181
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'ÉXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION[2]	**17 456**	**7 620**	**6 496**	**3 340**	**16 047**

[1]Hors énergies et combustibles.
[2]Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 912 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2022 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison de nouvelles garanties dans le cadre de son activité.

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF Renouvelables	3 252	3 024
Edison	2 373	1 882
EDF	1 314	1 228
Framatome	1 111	1 087
EDF Energy	622	571
Autres entités	976	901
TOTAL	**9 648**	**8 693**

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	3 399	3 360
Framatome	1 493	1 399
Enedis	896	794
EDF Renouvelables	450	544
EDF Energy	317	381
Autres entités	1 056	695
TOTAL	**7 611**	**7 173**

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	**671**	**49**	**248**	**374**	**313**

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2022 s'établit à 83 millions d'euros (204 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2022 s'établit à 588 millions d'euros (109 millions d'euros au 31 décembre 2021).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 867	10 411	5 013	443	15 905
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	864	12	751	101	929
Autres engagements donnés liés aux investissements	169	165	4	-	162
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT[1]	**16 900**	**10 588**	**5 768**	**544**	**16 996**

[1] Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 183 millions d'euros au 31 décembre 2022 (194 millions d'euros au 31 décembre 2021).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
EDF	4 041	4 109
EDF Energy	5 179	6 346
Enedis	2 956	2 568
EDF Renouvelables	2 050	1 431
Framatome	666	520
Autres entités	975	931
TOTAL	**15 867**	**15 905**

Les engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels restent stables. La hausse des engagements d'EDF Renouvelables (augmentation des commandes principalement aux États-Unis et au Brésil, partiellement compensée par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment au Canada) et dans une moindre mesure d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liés à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) est compensée par une baisse des engagements d'EDF Energy (avancement du projet HPC combiné à l'effet de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

La diminution des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement due à l'acquisition par Framatome de la captive d'assurance Foyer au premier semestre 2022.

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2022, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2022 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de l'exploitation d'un aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2022 sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 616	1 321	421	1 874	3 986
Garanties financières données	1 587	33	996	558	1 265
Autres engagements donnés liés au financement	1 142	1 034	28	80	586
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT[1]	**6 345**	**2 388**	**1 445**	**2 512**	**5 837**

[1]Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 609 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et Jera.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

21.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation[1]	*21.2.1*	8 916	9 065
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	*21.2.2*	317	609
Engagements reçus liés aux opérations de financement[2]	*21.2.3*	22	18
TOTAL DES ENGAGEMENTS RECUS		**9 255**	**9 692**

[1]Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).
[2]Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2022 sont les suivants :

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	509	100	202	207	661
Engagements sur ventes d'exploitation	6 348	1 743	3 298	1 307	6 360
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 998	1 241	230	527	1 991
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	61	19	27	15	53
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**8 916**	**3 103**	**3 757**	**2 056**	**9 065**

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2022, le Groupe bénéficie à hauteur de 509 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) et sur des locations immobilières.

21.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

21.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

21.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020 (voir note 5.1.1).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	317	235	35	47	609

La diminution des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par l'échéance au début de l'année 2022 d'une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2022				31/12/2021
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS RECUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	22	3	13	6	18

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État[1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
Chiffre d'affaires	933	797	-	-	2 709	2 501	3 642	3 298
Achats d'énergie	2 279	4 196	2	2	2 895	2 441	5 176	6 639
Achats externes	13	16	7	7	206	343	226	366
Actifs financiers	135	160	-	-	-	-	135	160
Autres actifs	2 195	844	-	-	560	630	2 755	1 474
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	441	1 367	1	1	558	623	1 000	1 991

[1]Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE) et Taishan) sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. A l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Energie En Actions et l'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

22.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. A terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

ENGIE a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. A défaut ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 15.1.1.1.

22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2022 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,5 millions d'euros en 2022 (18,6 millions d'euros en 2021 ce montant intègre des bonus long terme conditionnés à l'atteinte de critères de performance sur la période 2019-2021). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture

Aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux mentionnés dans la note 2 des comptes consolidés.

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2022 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 022	26,7	2 928	14,2
Entités contrôlées[1]	6 531	57,7	15 464	75,2
Sous-total	**9 553**	**84,4**	**18 392**	**89,4**
Services autres que la certification des comptes[2]				
EDF	1 480	13,0	678	3,3
Entités contrôlées[1]	292	2,6	1 508	7,3
Sous-total	**1 772**	**15,6**	**2 187**	**10,6**
TOTAL	**11 325**	**100**	**20 579**	**100**

[1]Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.
[2]Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2021

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2021 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées[1]	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	**7 873**	**77,2**	**17 218**	**93,2**
Services autres que la certification des comptes[2]				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées[1]	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	**2 325**	**22,8**	**1 255**	**6,8**
TOTAL	**10 198**	**100**	**18 473**	**100**

[1]Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.
[2]Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2022

À l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2022 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2022, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 43 382 millions d'euros, dont 23 854 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 528 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15 de l'annexe et intègre des enjeux environnementaux comme rappelé en note 20.2.1. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers, d'inflation et d'actualisation. En particulier elles prennent en compte en 2022 les effets de la hausse du taux d'actualisation réel retenu et de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Par ailleurs comme chaque année, les combustibles consommés augmentant les volumes à retraiter et les effets spécifiques des révisions des plannings ou de devis de déconstruction sont également reflétés dans les variations des provisions.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, impactée par la baisse des marchés financiers, d'un montant de 33 904 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 609 millions d'euros) au 31 décembre 2022, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter la charte d'investisseur responsable mise en place depuis 2020.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont les hypothèses intègrent les études menées en préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021 et dont le devis représente 21 381 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 125 millions d'euros en valeur actualisée (15.1.1.5).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 15.1.1.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses de déconstruction de retraitement des combustibles usés, et de stockage, de coûts, d'incertitudes et d'aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9 du modèle de dépréciation décrit dans les principes et méthodes comptables de la note 18.1.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macroéconomiques et techniques (note 15.1.1.5) et sur la prise en considération des enjeux liés au climat et à l'environnement (notes 20.2.1 et 20.4).

Évaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2022, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent des montants significatifs des comptes. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le groupe EDF opère.

Les notes 1.3.4.4 et 10.8 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 décrit également la manière dont les enjeux liés au changement climatique et au développement durable sont pris en compte au travers des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.
Ces tests ont donné lieu, comme indiqué en note 10.8 de l'annexe, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 1 762 millions d'euros en 2022, dont 1 176 millions d'euros sur le goodwill et 551 millions d'euros sur les actifs nucléaires en construction d'EDF Energy.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et en Italie était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction, sensibilité renforcée au regard du contexte particulier de l'année 2022, marqué par la hausse et la volatilité des prix de l'énergie, la hausse de l'inflation, des taux d'intérêt et des taux d'actualisation, par la baisse de la production nucléaire en France et enfin par la mise en œuvre de mesures gouvernementales afin de limiter les effets de la hausse des prix de l'énergie pour les consommateurs.

En particulier, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché marqué par un accroissement des efforts européens de décarbonation du mix électrique, des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables, des réglementations limitant les hausses tarifaires ou un accès aux moyens de production contraint, sont susceptibles de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Réponses apportées

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs ou de reprises de pertes de valeurs au niveau des UGT :

Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données budgétaires des UGT et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons examiné, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons notamment vérifié que les hypothèses sous-tendant les scénarios de prix long terme retenus s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, tel que décrit en note 10.8.2 et examiné le caractère raisonnable, au regard d'IAS 36, de l'hypothèse retenue d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix en France retenue à partir de 2026, fin du dispositif Arenh, décrite en annexe.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.3.4.4, et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et les analyses de sensibilité.

Évaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France

Notes 1.3.4.8 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 7 898 millions d'euros au 31 décembre 2022. Ils intègrent un montant de 6 812 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022. Les impôts différés actifs non reconnus relatifs à cette perte fiscale, indéfiniment reportable, s'élèvent à 1 060 millions d'euros au regard des incertitudes inhérentes à son imputation sur des bénéfices imposables dans un horizon prévisible.

Comme indiqué dans la note 9 de l'annexe, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêté dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2022, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du Groupe de reconnaissance des impôts différés actif.

Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bien-fondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.

Réponses apportées

Notre approche d'audit a consisté à étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs.

Nous avons, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit :

- pris connaissance du processus d'élaboration du budget 2023 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ;
- apprécié la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2026 ;
- comparé les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ;
- pris connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ;
- étudié les hypothèses retenues pour la réalisation des analyses de sensibilité dans le cas de scénarios défavorables définis par le Groupe.

Nous avons par ailleurs apprécié le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 9 de l'annexe.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du Commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Electricité de France SA par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG SA et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2022, KPMG SA était dans la 18e année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 21e année sans interruption, dont pour les deux, 18 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport. Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 16 février 2023

Les Commissaires aux comptes

KPMG SA		Deloitte & Associés	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2022

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

Note 1 Principes et méthodes comptables 495
1.1 Référentiel comptable 495
1.2 Jugements et estimations de la Direction 495
Note 2 Évènements et transactions significatifs 496
2.1 Développemendans le nucléaire 496
2.2 Opérations de financement 498
Note 3 Chiffre d'affaires 500
3.1 Évolutions réglementaires en France 501
3.2 Composition du chiffre d'affaires 504
Note 4 Subventions d'exploitation 504
Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations 505
Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges 506
Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 507
Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés 507
Note 9 Charges de personnel 508
Note 10 Dotations aux amortissements 508
Note 11 Résultat financier 509
Note 12 Résultat exceptionnel 509
Note 13 Impôt sur les bénéfices 510
13.1 Groupe fiscal 510
13.2 Impôt sur les sociétés 510
13.3 Situation fiscale différée et latente 510
Note 14 Immobilisations incorporelles 511
14.1 Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période 511
Note 15 Immobilisations corporelles 512
15.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France 514
15.2 Durées d'amortissement des centrales à charbon en France 514
15.3 Test de perte de valeur des actifs 515
Note 16 Immobilisations financières 515
16.1 Variations des immobilisations financières 516
16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 517
16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 518
16.4 Relations avec les filiales 518
16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 519
16.6 Actions propres 519
16.7 Créances de l'actif immobilisé 519
Note 17 Stocks et en-cours 519
Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités 521
Note 19 Valeurs mobilières de placement 521
Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 522
Note 21 Écarts de conversion-actif 522
Note 22 Variations des capitaux propres 523
22.1 Capital social 523
22.2 Distributions de dividendes 523
22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs) 524
Note 23 Autres fonds propres 524
Note 24 Passifs spécifiques des concessions 525
Note 25 Provisions pour risques 526
Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 527
26.1 Provisions pour gestion du combustible usé 528
26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 529
26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 531
26.4 Provisions pour derniers cœurs 534
26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité 535
26.6 Actifs dédiés 537
Note 27 Autres provisions pour déconstruction 539
Note 28 Provisions pour avantages du personnel 540
28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 542
28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 542
28.3 Actifs de couverture 543
28.4 Hypothèses actuarielles 543
Note 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels 544
29.1 Provisions pour autres charges 544
29.2 Passifs éventuels 544
Note 30 Dettes 546

Note 31 Dettes financières 547

31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 548

31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 548

Note 32 Écarts de conversion-passif 548

Note 33 Instruments financiers 549

33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières 550

33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat 551

33.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 551

Note 34 Autres engagements et opérations hors bilan 551

34.1 Engagements donnés 552

34.2 Engagements reçus 552

34.3 Autres natures d'engagements 552

Note 35 Informations concernant les entreprises et parties liées 553

35.1 Relations avec l'état et les sociétés participations de l'État 553

Note 36 Rémunération des mandataires sociaux 554

Note 37 Évènements postérieurs à la clôture 554

37.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling 554

Compte de résultat

(en millions d'euros)	*Notes*	2022		2021	
Chiffre d'affaires	***3***		**87 129**		**53 001**
Chiffre d'affaires en France		50 374		37 564	
Chiffre d'affaires à l'étranger		36 755		15 437	
Production stockée et immobilisée			**1 520**		**1 439**
Subventions d'exploitation	***4***		**883**		**5 554**
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	***5***		**6 491**		**3 649**
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	***6***		**3 552**		**1 100**
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION			**99 575**		**64 743**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	***7***		**106 080**		**43 528**
Achats consommés de combustibles		9 059		4 422	
Achats d'énergie		78 202		21 752	
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 819		17 354	
Impôts, taxes et versements assimilés	***8***		**1 974**		**2 254**
Charges de personnel	***9***		**6 615**		**6 407**
Dotations d'exploitation			**10 307**		**7 507**
Dotations aux amortissements des immobilisations	*10*	4 490		4 363	
Dotations aux provisions et dépréciations	*5*	5 817		3 144	
Autres charges d'exploitation	***6***		**2 661**		**2 480**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION			**127 637**		**62 176**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I – II)			**(28 062)**		**2 567**
III QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN			**-**		**-**
IV RÉSULTAT FINANCIER	***11***		**(3 269)**		**(1 465)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I – II + III + IV)			**(31 331)**		**1 102**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	***12***		**536**		**1 765**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	***13***		**147**		**(1 410)**
BÉNÉFICE OU PERTE (I – II + III + IV + V + VI)			**(30 648)**		**1 457**

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2022 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2021 Montants nets
Immobilisations incorporelles	*14*	**3 492**	**2 167**	**1 325**	**1 232**
Immobilisations incorporelles en cours	*14*	**1 604**	**-**	**1 604**	**1 370**
Immobilisations corporelles du domaine propre	*15*	**96 851**	**67 499**	**29 352**	**30 961**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	*15*	**16 394**	**9 577**	**6 817**	**6 686**
Immobilisations corporelles en cours	*15*	**22 112**	**32**	**22 080**	**20 783**
Participations et créances rattachées		61 525	3 521	58 004	60 265
Titres immobilisés		25 309	1 918	23 391	25 145
Prêts et autres immobilisations financières		34 207	166	34 041	23 683
Immobilisations financières	*16*	**121 041**	**5 605**	**115 436**	**109 093**
I TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ		**261 494**	**84 880**	**176 614**	**170 125**
Stocks et en-cours	*17*	**13 151**	**318**	**12 833**	**10 953**
Avances et acomptes versés sur commandes	*18*	**727**	**2**	**725**	**716**
Créances d'exploitation	*18*	**26 953**	**397**	**26 556**	**23 816**
Valeurs mobilières de placement	*19*	**18 447**	**730**	**17 717**	**10 585**
Instruments de trésorerie	*18*	**3 603**	**-**	**3 603**	**2 529**
Disponibilités	*18-20*	**6 810**	**-**	**6 810**	**8 397**
Charges constatées d'avance	*18*	**1 089**	**-**	**1 089**	**1 015**
II TOTAL ACTIF CIRCULANT		**70 780**	**1 447**	**69 333**	**58 011**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**217**	**-**	**217**	**226**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**740**	**348**	**392**	**363**
Écarts de conversion – Actif (V)	*21*	**1 906**	**-**	**1 906**	**1 324**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**335 137**	**86 675**	**248 462**	**230 049**

PASSIF

(en millions d'euros)	*Notes*	31/12/2022	31/12/2021
Capital		**1 944**	**1 619**
Primes liées au capital social		**21 868**	**17 952**
Écarts de réévaluation		**692**	**688**
Réserves			
Réserve légale		162	155
Autres réserves		2 976	2 977
Report à nouveau		**8 187**	**8 734**
Résultat de l'exercice		**(30 648)**	**1 457**
Acomptes sur dividendes		**-**	**(947)**
Subventions d'investissement		**218**	**167**
Provisions réglementées		**5 742**	**5 777**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	***22***	**11 141**	**38 579**
Autres fonds propres	***23***	**11 972**	**12 857**
Passifs spécifiques des concessions	***24***	**2 430**	**2 320**
TOTAL I FONDS PROPRES		**25 543**	**53 756**
Provisions pour risques	***25***	**1 913**	**2 904**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	*26*	43 382	46 442
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	*27*	987	770
Provisions pour avantages du personnel	*28*	12 092	11 867
Provisions pour autres charges	*29*	1 691	1 424
Provisions pour charges		**58 152**	**60 503**
TOTAL II PROVISIONS		**60 065**	**63 407**
Dettes financières	***30-31***	**92 513**	**57 498**
Avances et acomptes reçus	***30***	**8 164**	**7 499**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	***30***	**54 219**	**40 315**
Instruments de trésorerie	***30***	**4 434**	**4 239**
Produits constatés d'avance	***30***	**2 949**	**3 075**
TOTAL III DETTES	***30***	**162 279**	**112 626**
Écarts de conversion – Passif (IV)	***32***	**575**	**260**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**248 462**	**230 049**

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		*Notes*	2022	2021
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			(30 795)	2 867
Amortissements et provisions			8 005	6 414
Plus ou moins-values de cessions			5	(683)
Produits et charges financiers			(1 620)	(1 401)
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			6 366	3 128
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**(18 039)**	**10 325**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus [2]			1 945	1 154
Impôts sur le résultat payés			(179)	(1 954)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	*(A)*		**(16 273)**	**9 525**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(6 105)	(5 726)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			12	11
Variation d'actifs financiers [3]			(19 089)	(5 438)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	*(B)*		**(25 182)**	**(11 153)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements [4]			51 074	7 952
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [4]			(20 673)	(5 918)
Dividendes versés		*22*	(72)	(84)
Augmentation des fonds propres [5]		*22*	3 251	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		*23*	1 000	1 240
Dépôts et cautionnements		*31*	3 600	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			6	5
Subventions d'investissement reçues [6]		*22*	62	14
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	*(C)*		**38 248**	**3 209**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	*(A)+(B)+(C)*		**(3 207)**	**1 581**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [8]		***20***	**1 561**	**(256)**
Incidence des variations de change			132	(80)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			48	35
Autres [7]			-	281
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [8]		***20***	**(1 466)**	**1 561**

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2022 s'explique principalement par un excédent de compensation de CSPE pour EDF pour 5 780 millions d'euros conduisant à constater une dette de CSPE au 31 décembre 2022 pour un montant de 6 074 millions d'euros (voir note 30 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique notamment par la hausse des dividendes reçus en 2022 par rapport à 2021 (voir note 11).

(3) La variation d'actifs financiers s'explique principalement par la hausse du portefeuille d'obligations (voir note 19) et par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 16).

(4) Sur l'exercice, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 23 986 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour un montant de (16 417) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts.
Hormis ces opérations, la variation sur la période des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une augmentation de 20 798 millions d'euros, s'expliquant notamment par des lignes de crédit bilatérales conclues sur l'exercice 2022 pour un montant de 15,4 milliards d'euros (dont 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yens) (voir note 2.2.2, note 2.2.5 et note 2.2.6) ainsi que l'octroi de lignes de crédit accordées par la BEI à EDF pour un montant de 800 millions d'euros en nominal (voir note 2.2.3). Par ailleurs, la variation inclut 2 757 millions d'euros d'émissions de TCN nettes de remboursements (voir note 31 renvoi (3)).

(5) L'évolution des fonds propres concerne l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription en date du 7 avril 2022, s'étant traduite par une hausse du capital social de 249 millions d'euros et par une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, ainsi que l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription en date du 25 juillet 2022 conduisant à une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et à une prime d'émission de 94 millions d'euros.

(6) En décembre 2022, une subvention de 50 millions d'euros prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. EDF a encaissé cette subvention à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice.

(7) Le poste « Autres » au 31 décembre 2021 d'un montant de 281 millions d'euros concernait le reclassement au 1er janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés (précédemment compensées avec les positions créditrices afin de présenter une position nette d'ensemble au bilan). Au sein du TFT, les positions créditrices relatives aux appels de marge sur dérivés sont présentées au niveau des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement ».

(8) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 20.

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 16 février 2023. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 14 juin 2023.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application de la mise à jour en novembre 2021 de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2021 et tiennent compte de l'évolution relative à la réforme des taux interbancaires de référence.

Cette réforme est applicable depuis le 1er janvier 2021. Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

Pour rappel, cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de *fallback*, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes sociaux au 31 décembre 2021 en note 1.1.

Dans le cadre de son adhésion au protocole *ISDA Fallback* au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1er janvier 2022.

Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

S'agissant des impacts de la guerre en Ukraine, EDF a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. La Société a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long terme. EDF n'a pas de contrat long terme de gaz avec des compagnies russes. Elle n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé.

Les impacts indirects sont en revanche significatifs sur les états financiers : augmentation des prix de marché et de la volatilité, tensions sur les chaînes d'approvisionnement, contribution aux effets d'inflation (matériels, composants…), impact sur les marchés financiers (affectant notamment la valorisation des actifs dédiés).

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1er semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MW, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 en 2021, 6 tranches supplémentaires ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation en 2022 et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) : Dampierre 1, Gravelines 1, Bugey 5, Tricastin 3, Gravelines 3 et enfin Dampierre 2. Par ailleurs, la quatrième visite décennale de Blayais 1, démarrée en août 2022, était en cours au 31 décembre 2022.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW étant réunies, leur durée d'amortissement a été portée de 40 ans à 50 ans.

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux) qui est beaucoup plus récente, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 26).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 26.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2022 sont détaillées en note 28.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2022 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

Note 2 Évènements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1er semestre et l'intégralité du 1er cœur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un troisième lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021, un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur, EDF a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, EDF a été amenée à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3 le 12 janvier 2022. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros$_{2015}$ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Les principales avancées du projet en 2022 sont les suivantes :

- la poursuite du chantier de remise à niveau des soudures non conformes du Circuit Secondaire Principal (voir ci-après) ;

- la réalisation des essais piscine pleine ;
- la réalisation des derniers essais fonctionnels cuve ouverte ;
- la fermeture du couvercle de cuve après vidange et le nettoyage de la cuve réacteur et l'essai des commandes de grappes.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, à la suite de l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution a été instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022.

L'IRSN a remis en janvier 2023 un avis favorable par rapport à la stratégie proposée par EDF et l'ASN finalisera son instruction d'ici la fin du 1er trimestre.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi au cours du 1er semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées).

Au 31 décembre 2022, 56 % sont réparées, 65 % sont contrôlées « conformes » avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 32 % sont terminées et conformes post TTD. Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement qui étaient les plus complexes sont totalement finies et conformes.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. À la suite de ces essais, EDF a remplacé en septembre 2022 ces filtres en les équipant d'une maille de filtration plus fine. EDF a également décidé de réduire les quantités de débris potentiels dont le pouvoir colmatant sur les filtres est avéré. Ces travaux de réduction des débris potentiels sont quasiment achevés et devraient s'achever d'ici la fin du 1er trimestre 2023.

Suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur (soupapes PSRV), EDF et Framatome ont réalisé des contrôles sur ces matériels. Ils ont constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. EDF et Framatome ont décidé de prendre en compte ce retour d'expérience en modifiant le matériau de certains composants des pilotes des soupapes. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants ont été fabriqués et seront installés début 2023 dans le bâtiment réacteur. L'ASN poursuit l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur.

Le 16 décembre 2022, EDF a ajusté le calendrier du projet de Flamanville 3 : le chargement en combustible nucléaire du réacteur est désormais planifié au 1er trimestre 2024 [(1)]. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros [(2)].

Cette actualisation du calendrier est principalement liée aux études complémentaires qui ont été nécessaires afin d'établir un nouveau procédé de mise en œuvre du traitement thermique de détensionnement (TTD) [(3)] de certaines soudures remises à niveau ces deux dernières années, qui se trouvent à proximité de matériels sensibles pour le bon fonctionnement de la centrale.

Après le chargement en combustible nucléaire du réacteur, les opérations de démarrage se poursuivront, avec notamment des contrôles de tous les systèmes liés à la sûreté, des essais et des qualifications de matériels réalisés tout au long de la montée en température et pression de la chaudière, puis lors de la montée en puissance du réacteur. À 25 % de puissance, l'unité de production sera connectée au réseau électrique national.

L'EPR de Flamanville a franchi ces derniers mois de nouvelles étapes, dans sa phase de préexploitation :

- le chantier complexe de reprise des soudures de traversée du Circuit Secondaire Principal est terminé et toutes les soudures ont été déclarées conformes au référentiel d'exclusion de rupture. Cette première industrielle, réalisée avec des outillages téléopérés, a nécessité plus de douze mois d'études et de qualification avant d'être mise en œuvre à Flamanville ;
- les essais d'ensemble des matériels électriques et des opérations de chargement du combustible ont été réalisés et ont été déclarés conformes aux exigences attendues.

2.1.2 Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes visites décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1 300 MW.

Les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MW abordent leur dernière phase (les 5 dernières sont programmées en 2023 et 2024). Sur le palier 900 MW, 10 visites décennales 4 se sont terminées avec succès et une est en cours (Blayais 1). Sur le palier 1 450 MW, la dernière VD2 a été lancée sur le site de Civaux 2.

Le processus d'instruction de la phase générique du quatrième réexamen périodique du palier 1 300 MW, engagé en 2021, se poursuit avec l'ASN. L'instruction du passage des 30 ans du palier 1 450 MW a été initié avec l'ASN avec une TTS prévue en 2029.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production, dont le remplacement de générateurs de vapeur et le remplacement des pôles de transformateurs principaux.

2.1.3 Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2, qui relèvent également du palier N4, et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Les expertises et analyses réalisées durant l'année 2022 ont permis à EDF d'identifier les réacteurs dont les lignes des circuits d'injection de sécurité sont les plus sensibles au développement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC). Il s'agit des 16 réacteurs les plus récents : les 4 réacteurs du palier N4 et 12 réacteurs du palier 1 300-P'4.

(1) Voir communiqué de presse du 16 décembre 2022.
(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.
(3) Le traitement thermique de détensionnement (TTD) est une activité réalisée après une opération de soudage dans le but de relaxer les contraintes résiduelles de soudage et d'obtenir des caractéristiques mécaniques appropriées pour la pièce soudée.

Pour rappel, comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène CSC affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

Sur les 16 réacteurs identifiés comme étant les plus sensibles au phénomène, 10 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement. La totalité de ces réacteurs aura été traitée d'ici fin 2023 :

- Concernant les réacteurs du palier N4 : les opérations sont terminées sur les réacteurs de Civaux 1 et de Civaux 2, de Chooz 2 et se terminent sur Chooz 1 ;
- Concernant les réacteurs du palier 1 300-P'4 actuellement à l'arrêt : les réparations de 2 soudures sont en cours sur le circuit RIS du réacteur de Cattenom 1 et les réparations complètes des 4 lignes RIS démarrées en 2022 se poursuivent sur le réacteur de Cattenom 3. EDF a décidé de procéder au remplacement préventif des lignes complètes des circuits RIS et RRA pour l'ensemble des réacteurs 1 300-P'4 d'ici la fin de l'année 2023. Cette stratégie permettra une industrialisation des réparations et une meilleure tenue des plannings de réalisation.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Les arrêts pour contrôles et réparations ont conduit EDF à communiquer régulièrement en 2022 pour ajuster ses estimations de production nucléaire. Comme indiqué dans son communiqué de presse du 3 novembre 2022, l'ensemble de ces éléments a finalement conduit EDF à ajuster à la baisse son estimation de production nucléaire pour 2022 à 275-285 TWh (voir note 7 renvoi (2)). La production nucléaire définitive s'est établie à 279 MWh, en diminution de 81,7 TWh soit 23 % par rapport à 2021.

2.1.4 Signature d'un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et General Electric (GE) ont signé le 4 novembre 2022 un accord définitif pour l'acquisition par EDF des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Ces activités comprennent notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Steam Power peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactors*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactors*).

La conclusion de cet accord définitif intervient à la suite de l'accord d'exclusivité conclu entre EDF et GE le 10 février 2022.

Cette transaction permettra au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'ilot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets.

La réalisation de l'acquisition, envisagée au second semestre 2023, pourra intervenir après la levée des conditions suspensives habituelles dont l'obtention des autorisations réglementaires requises.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Augmentation de capital EDF

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 915 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital et détient 83,88 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital.

2.2.2 EDF conclut des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards d'USD

EDF a conclu en mars 2022, des lignes de crédit bilatérales pour un montant total de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards d'USD. Ces lignes ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces financements ont été conclus auprès de 12 banques.

Cette opération permet d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

L'ensemble des lignes de crédit a été tiré sur le premier semestre (voir note 31 renvoi (2)). Les lignes de crédit euros ont été tirées en mars et en avril, elles sont à échéance mars 2025 et portent intérêt basé sur l'Euribor 3 mois. Les lignes de crédit USD ont été tirées en avril et en mai 2022 et sont à échéance mars ou avril 2025. Elles portent intérêt basé sur le SOFR CMP LOOKBACK (- 5BD) (SOFR composé à terme échu avec une période d'observation décalée de cinq jours ouvrables).

2.2.3 Signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros entre edf et la Banque Européenne d'Investissement (BEI)

EDF et la BEI ont signé un contrat de prêt de 800 millions d'euros destinés à financer en partie les investissements de sa filiale Enedis, gestionnaire du réseau électrique, gérée en toute indépendance de gestion, pour le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des bornes de recharge de véhicules électriques en France métropolitaine sur la période 2022-2024.

Cette opération se traduit au 31 décembre 2022 par l'octroi à EDF de lignes de crédit de 800 millions d'euros (voir note 31 renvoi (2)) intégralement tirées par Enedis.

2.2.4 Émission d'obligations senior multi-tranches, dont une verte, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros

EDF a lancé le 5 octobre 2022 une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (voir note 31 renvoi (1)) :

- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- obligation Verte de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 %.

Un montant égal au produit net de l'Obligation Verte sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022.

Le règlement-livraison est intervenu le 12 octobre 2022, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.5 Signature d'un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France

EDF et Crédit Agricole CIB ont annoncé, le 18 novembre 2022, la signature d'un prêt bilatéral vert d'un milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France.

Avec cette opération, EDF et Crédit Agricole CIB signent la première transaction dont les fonds seront entièrement dédiés aux investissements réalisés pour l'activité nucléaire. Il s'agit d'une première mondiale dans le domaine de la transition énergétique. Le prêt s'inscrit dans le programme industriel majeur du Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans ;

Le parc nucléaire français produit une électricité très faiblement carbonée, à savoir 4g équivalent CO_2 par kWh sur le cycle de vie, selon une étude [1] publiée par EDF en 2022 et revue par des experts indépendants.

Le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO_2 (source ENERDATA [2]). De plus, le Groupe a pris dès 2018 l'engagement de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050 et s'est fixé des objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 avec un jalon en 2023, couvrant à la fois ses émissions directes (scope 1) et ses émissions indirectes (scopes 2 et 3). Ces objectifs ont été validés dans une trajectoire « *Well Below 2°C* » par l'initiative Science Based Targets.

Cette transaction est conforme au *Green Financing Framework* d'EDF de juillet 2022, qui a fait l'objet d'une seconde opinion indépendante de la part de CICERO Shades of Green, et elle est en ligne avec les meilleures pratiques du marché des *Green Loans* (*Green Loan Principles* de la Loan Syndications and Trading Association).

Outre les bénéfices importants pour la lutte contre le changement climatique, cet accord souligne l'intérêt du groupe Crédit Agricole pour les projets d'EDF aux fortes retombées économiques dans les territoires français.

Au 31 décembre 2022, ce prêt a été intégralement tiré (voir note 31 renvoi (2)).

2.2.6 EDF conclut des financements bancaires supplémentaires pour 2,1 milliards d'euros

EDF a conclu le 28 novembre des prêts bilatéraux à terme pour un montant total de 2,1 milliards d'euros [3] (voir note 31 renvoi (2)).

Ces facilités ont une maturité de 3 ans et ne comportent pas de pénalité de remboursement anticipé.

Ces prêts ont été conclus avec un groupe de 6 banques et ont été tirés en décembre 2022.

Cette opération, ainsi que le prêt vert d'un milliard d'euros conclu avec CACIB et entièrement tiré au 31 octobre 2022, permet également d'accroître la flexibilité financière du Groupe pour les années à venir.

2.2.7 Émission obligataire hybride pour un montant nominal de 1 milliard d'euros et intention d'exercer une option de remboursement des obligations hybrides USD en circulation

EDF a lancé, le 30 novembre 2022, une émission d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société (voir note 23).

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des nouveaux titres au cours de la période de 90 jours précédant la première date de révision des intérêts, qui est prévue dans six ans, et à chaque date de versement de coupon par la suite. Bien que les obligations hybrides soient à durée indéterminée, elles peuvent faire l'objet d'un remboursement à tout moment en raison d'une retenue à la source, d'une déduction ou majoration fiscale, d'un changement de méthodologie de notation, d'un changement comptable, d'un rachat substantiel ou de l'exercice de la clause *make-whole*. Le montant de la nouvelle émission a été calibré de telle sorte que la valeur nominale totale de l'encours des capitaux hybrides ne diminue pas de plus de 10 % après le remboursement de la souche d'obligations hybrides USD [4]. EDF réaffirme son attachement au financement par les obligations hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital.

EDF a exercé son option de rembourser en totalité le 29 janvier 2023 les obligations hybrides USD, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg (voir note 23).

2.2.8 Plan d'actionnariat salarié « ORS 2022 » par augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix.

L'opération s'est traduite par une augmentation de capital de 9 millions d'euros et par une prime d'émission de 94 millions d'euros pour EDF avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022 (voir note 22.1).

Cette opération s'est traduite par la comptabilisation en charges de personnel d'un montant de 11 millions d'euros relatif au coût de l'abondement.

2.2.9 Offre publique d'achat simplifiée

Le 4 octobre 2022, l'État français, actionnaire majoritaire d'EDF (« la Société ») détenant seul ou de concert 83,69 % du capital et 89,24 % des droits de vote théoriques de la Société, a déposé, auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF »), un projet d'Offre publique d'achat simplifiée (OPAS) visant l'ensemble des actions et des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF non détenues à ce jour.

Conformément aux articles 233-1 et suivants du règlement général de l'AMF, l'Offre est réalisée suivant la procédure simplifiée et ne sera pas rouverte à la suite de la publication du résultat de l'Offre.

Le 27 octobre 2022, le Conseil d'administration d'EDF, s'appuyant notamment sur les travaux et recommandations du comité *ad hoc* constitué en interne et sur les conclusions du cabinet Finexsi, désigné en qualité d'expert indépendant, a rendu un avis motivé favorable sur l'Offre.

Le 22 novembre 2022, l'AMF a déclaré conforme l'Offre initiée par l'État français, qui propose aux actionnaires et aux porteurs d'OCEANEs de la Société d'acquérir au prix de 12,00 euros par action et de 15,52 euros par OCEANE l'intégralité des actions et OCEANEs apportées à l'Offre, ouverte à compter du 24 novembre 2022.

Par ailleurs, et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, l'ouverture de l'Offre déclarée conforme par l'AMF a entraîné un ajustement du ratio d'attribution d'actions EDF pendant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique (cf. note 22.3).

Le 7 décembre 2022, l'AMF a prolongé la durée de l'Offre Publique, sans donner de nouvelle date de fin de l'opération, pour donner suite à un recours déposé devant la Cour d'appel de Paris le 2 décembre 2022 par les actionnaires minoritaires du Groupe dans le but de faire annuler l'avis de conformité de l'Offre, accompagné d'une demande de sursis à exécution de celle-ci.

Dans un communiqué publié le 20 janvier 2023, le ministère de l'Économie a indiqué que l'État français avait franchi le 19 janvier 2023 le seuil de 90 % du capital et des droits de vote théoriques de la société EDF.

Le 25 janvier 2023, l'AMF a annoncé que l'Offre serait clôturée provisoirement le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État envers les requérants, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel, qui doit trancher sur le fond de l'affaire au plus tard le 2 mai 2023.

Malgré le franchissement de ce seuil, l'État a pris l'engagement de ne pas mettre en place le retrait obligatoire avant que la Cour d'appel ne rende son jugement sur la validité de la décision d'agrément de l'AMF.

Le 3 février 2023, l'AMF a clôturé provisoirement l'Offre.

En cas d'arrêt de la Cour d'appel confirmant la décision de conformité de l'AMF, l'Offre sera à nouveau ouverte pendant 10 jours et l'État procédera ensuite au retrait obligatoire. En revanche, en cas d'arrêt de la Cour d'appel annulant ou

(1) Étude disponible ici : https://www.edf.fr/groupe-edf/produire-une-energie-respectueuse-du-climat/lenergie-nucleaire/notre-vision/analyse-cycle-de-vie-du-kwh-nucleaire-ded
(2) Source : ENERDATA, 2021.
(3) Dont une partie en yens.
(4) Obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant initial de 3 milliards de dollars, et dont l'encours actuel est de 2 097 614,000 dollars.

réformant la décision de conformité de l'AMF, l'État s'engage à restituer les titres acquis dans le cadre de l'OPAS aux anciens actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui en feraient la demande. Et, si le prix devait être relevé dans le cadre d'une nouvelle OPAS, l'État s'engage à verser un complément de prix aux actionnaires et/ou porteurs d'OCEANEs qui n'auraient pas demandé la restitution de leurs titres.

À la suite de la clôture provisoire de l'Offre, l'AMF a publié le 8 février 2023 le résultat de l'Offre initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF. À l'issue de l'Offre, et dans l'attente de la décision de la Cour d'appel susmentionnée, l'État français détient 3 725 111 882 actions EDF, représentant 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote, et 218 616 300 OCEANEs EDF, soit 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation.

Les porteurs d'Obligations ont été informés du résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français visant les actions et les Obligations d'EDF. En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 faisant référence aux modalités des Offres Publiques, la période d'ajustement en cas d'Offre Publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'Offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'Offre Publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'Offre Publique.

Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'Offre Publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Compte de résultat

Note 3 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

Mécanisme de capacité

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1er janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre).
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1er août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1er août 2021.

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des tarifs réglementés de vente (TRVE) de 4 % TTC au 1er février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1er août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finances du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1er février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie les TRVE et le tarif de cession aux Entreprises Locales de Distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1er avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillée ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec l'intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1er février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels, qui serait applicable à compter du 1er août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1er août 2022.

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », l'arrêté du 28 juillet 2022 publié au Journal officiel du 31 juillet 2022 s'oppose aux évolutions tarifaires proposées par la CRE. Par conséquent, les grilles tarifaires en vigueur ont été maintenues au 1er août 2022.

La loi de finances pour 2023 du 30 décembre 2022 modifie les dispositions de la loi de finances pour 2022 afin d'étendre le bénéfice du bouclier tarifaire à l'ensemble des clients éligibles au tarif réglementé de vente en 2022 et de compenser les ELD pour leurs offres au TRV et les fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023

En ce qui concerne l'année 2023, l'État français a décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles.

L'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 prévoit ainsi que si les propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité de la Commission de régulation de l'énergie conduisent à ce que les tarifs définis à l'article R. 337-18 du même code, majorés des taxes applicables, excèdent de 15 % ceux applicables au 31 décembre 2022, les ministres chargés de l'économie, de l'énergie et du budget peuvent s'opposer à ces propositions motivées de la CRE et fixer, par arrêté conjoint et pour 95 % d'un tarif donné, un niveau de tarif inférieur pour une partie de la consommation des clients, afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix.

Dans ce cas, la loi prévoit un mécanisme de compensation des pertes de recettes supportées par EDF et les ELD pour leurs offres au tarif réglementé et par l'ensemble des fournisseurs pour leurs offres de marché destinées aux clients résidentiels et non résidentiels éligibles au TRV *via* la compensation des charges de service public (CSPE). EDF a ainsi reconnu à ce titre une

créance à hauteur de 1 571 millions d'euros en 2022 (voir note 4 et note 30).

Dans une délibération du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une augmentation de 99,36 % TTC (soit 108,91 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 97,94 % TTC (soit 106,88 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1er février 2023.

Cette proposition est justifiée au premier ordre par :

- le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros pour livraison en 2023 constaté depuis plus d'un an ;
- les conséquences à apurer du bouclier tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité *in fine* des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels et des tarifs bleus non résidentiels à 15 % TTC (20,0 % HT et 19,9 % HT respectivement pour résidentiels et non résidentiels) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 30 janvier 2023 publiés au Journal officiel le 31 janvier 2023 et mis en œuvre à compter du 1er février 2023.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 6 Distribution

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil Supérieur de l'Énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, portant décision sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'est établie à + 0,91 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022, la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1er août 2022 à + 2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant la décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1er août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-157 du 9 juin 2022, l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1er août 2022 à - 0,01 %.

Par sa délibération n° 2022-317 du 1er décembre 2022, la CRE a adapté le cadre de régulation pour prendre en compte dans le TURPE 6 HTB et dans le TURPE 6 HTA-BT l'impact des prix de gros de l'électricité sur l'activité de RTE et d'Enedis, notamment en recentrant certaines incitations sur le volume des achats de pertes plutôt que sur les prix.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération du 13 juillet 2022, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 158,1 millions d'euros au titre de 2022.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition Écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1er mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix *(en €/kW)*	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Depuis, six sessions de marché ont eu lieu. Elles ont révélé les prix suivants : 42,4 €/kW en mars, 42,5 €/kW en avril, 41,9 €/kW en juin, 41,9 €/kW en septembre, 45 €/kW en octobre et 60 €/kW en décembre.

Quatre sessions de marché se sont également tenues en 2022 pour l'année de livraison 2024 et ont donné les résultats suivants : 20 €/kW en avril et en juin, 34,1 €/kW en octobre et 23,1 €/kW en décembre.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an. Il a ensuite été porté à 150 TWh par la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019.

La loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (loi dite MUPPA) du 16 août 2022, réduit le plafond légal à 120 TWh. Cette même loi MUPPA instaure par ailleurs un prix plancher de l'ARENH à 49,5 €/MWh, dont l'application est toutefois conditionnée à un accord préalable de la Commission européenne

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE alloue les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1er janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n° 2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour EDF :

1. (i) la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles (soit 5,011 milliards d'euros) afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh (soit 900 millions d'euros), avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacités) de 4,1 milliards d'euros pour la période du 1er avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
2. (ii) une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter l'écart entre le tarif gelé et le tarif qui aurait été appliqué en l'absence de bouclier tarifaire en 2022.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF avait annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les 4 arrêtés qui complètent le dispositif en cause.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place de ce dispositif gouvernemental en cause, évalué à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Ce recours devant le Tribunal administratif de Paris vise à obtenir l'indemnisation par l'État des préjudices subis directement par EDF du fait de la mise en place du dispositif. Ces préjudices représentent un montant en principal estimé à 8,34 milliards d'euros, dont les principaux chefs sont les suivants :

- le coût de l'opération par laquelle EDF a acheté (à un prix de 256,98 euros par MWh) puis revendu aux fournisseurs alternatifs (à un prix de 46,20 euros par MWh) des volumes d'électricité et les garanties de capacité associées dans le cadre du dispositif ;
- les effets directs et certains du dispositif sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité (EDF étant le principal fournisseur d'électricité à ces tarifs réglementés) du fait de la méthode de calcul de ces tarifs définie par le Code de l'énergie ;
- les effets directs et certains de la répercussion du dispositif sur le niveau des offres de marché d'EDF en application de la délibération du 31 mars 2022 prise par la Commission de régulation de l'énergie fixant les modalités de répercussion du dispositif aux clients dans les offres de fourniture.

Le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation déposé par EDF le 9 août 2022. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait du dispositif se poursuit.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2022, par sa délibération n° 2022-287 du 10 novembre 2022, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n° 2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2023 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

Au cours de l'année 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MWh) au guichet de novembre.

Concernant le guichet de novembre 2022, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2023 s'est élevée à 148,87 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,56 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 148,30 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,6 TWh).

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Ventes d'énergie*	**83 628**	**50 390**
dont électricité	55 023	42 906
dont gaz	28 605	7 484
Ventes de services et divers	**3 501**	**2 611**
CHIFFRE D'AFFAIRES	**87 129**	**53 001**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La hausse du chiffre d'affaires électricité est principalement due à l'augmentation du chiffre d'affaires auprès des clients finals, ainsi qu'au dispositif des obligations d'achats.

La hausse du chiffre d'affaires auprès des clients finals (5,2 milliards d'euros) s'explique principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché, y compris l'effet des mesures régulatoires exceptionnelles mises en place pour 2022 :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, en variation, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1er février 2021 (+ 1,93 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,23 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1er août 2021 (+ 1,08 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 0,84 % sur les tarifs bleus non résidentiels) et au 1er février 2022 (+ 24,3 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 23,6 % sur les tarifs bleus non résidentiels), permettant de limiter l'augmentation TTC à 4 % du fait de la baisse de la CSPE ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, les effets prix favorables du fait de la hausse des prix de marché sont diminués à hauteur de (1 805) millions d'euros au titre de la réplication de l'attribution des volumes additionnels d'ARENH dans les offres.

Cet effet prix est largement supérieur à l'effet volume négatif lié au climat et à une moindre consommation observée notamment en fin d'année.

La revente des obligations d'achats est en forte progression de 4,8 milliards d'euros en raison d'un effet volume favorable associé à une forte hausse des prix spot.

Les ventes effectuées sur les marchés *via* EDF Trading diminuent de façon très significative en volume, du fait de la forte baisse de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, mais elles sont réalisées à des prix très élevés, conduisant à une variation *in fine* modérée par rapport à 2021. À noter que le chiffre d'affaires intègre également les ventes de 19,5 TWh réalisées dans le cadre du dispositif ARENH+ pour 0,9 milliard d'euros (le coût d'achat figurant dans la rubrique « achats de combustibles et d'énergie » à hauteur de 5 milliards d'euros).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est principalement liée à la hausse des volumes vendus à EDF Trading dans un contexte amplifié de poursuite de la hausse des prix de marché en 2022. Le chiffre d'affaires auprès des clients finals progresse de 1,1 milliard d'euros, en raison de la hausse des prix et dans une moindre mesure de la hausse des volumes vendus.

Note 4 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2022	2021
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**883**	**5 554**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2022, qui se traduit dans les comptes par un produit de 808 millions d'euros en 2022. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario*, les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) initialement compensées *via* deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de service public de l'énergie sont depuis le 1er janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2022 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2022 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 8,4 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges liées aux boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1), les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, TICFE, intitulée également sur les factures clients « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE), sont reversées directement au Budget Général. La taxe TICFE/CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de cette taxe était fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau est resté inchangé jusqu'à fin 2021. La mise en place du bouclier tarifaire pour l'électricité a eu pour effet de réduire à son niveau minimal le niveau de la taxe soit 1 €/MWh pour les particuliers et à 0,5 €/MWh pour les professionnels.

Conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié, de manière exceptionnelle en 2022, 2 délibérations : la première (n° 2022-202)

en date du 13 juillet, la seconde (n° 2022-272) en date du 3 novembre, constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2023, la reprévision des charges au titre de 2022, ainsi que les charges constatées au titre de 2021. En effet, la forte évolution de paramètres structurants a conduit la CRE à actualiser en novembre ses prévisions de juillet 2022.

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF ont signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.

Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés *ex post* à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague. Le décret de démantèlement est attendu pour 2026.

Les charges et les produits liés à la fin d'exploitation à la suite de l'arrêt des deux tranches comprennent principalement au 31 décembre 2022 :

- des charges à hauteur de 98 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 48 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 47 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 4 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le Protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 46 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Note 5 Dotations et reprises sur provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	*Notes*	2022	2021
Reprises sur provisions pour risques	***25***	**1 262**	**628**
Dotations aux provisions pour risques	***25***	**(81)**	**(159)**
Sous-total provisions pour risques [1]		**1 181**	**469**
Pensions et obligations assimilées	*28*	809	748
Gestion du combustible nucléaire usé	*26*	849	1 282
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*26*	204	227
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*26*	201	186
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	*27*	53	46
Autres provisions pour charges [2]	*29*	2 803	202
Reprises sur provisions pour charges		**4 919**	**2 691**
Pensions et obligations assimilées	*28*	(835)	(915)
Gestion du combustible nucléaire usé	*26*	(417)	(1 185)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	*26*	(128)	(126)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	*26*	(273)	(262)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	*27*	(214)	(21)
Autres provisions pour charges [2]	*29*	(3 573)	(245)
Dotations aux provisions pour charges		**(5 440)**	**(2 754)**
Sous-total provisions pour charges		**(521)**	**(63)**
Reprises sur dépréciations		**310**	**330**
Dotations aux dépréciations		**(296)**	**(231)**
Sous-total dépréciations		**14**	**99**
Dotations et reprises sur provisions et dépréciations		**674**	**505**
dont reprises		*6 491*	*3 649*
dont dotations		*(5 817)*	*(3 144)*

(1) Les dotations et reprises de provisions au 31 décembre 2022 portent principalement sur des contrats d'approvisionnement d'énergie.

(2) Les provisions pour autres charges comprenaient au 30 juin 2022 la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'applications (voir note 3.1). Les textes introduisent pour EDF une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,20 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles, en coordination avec la Caisse des Dépôts et Consignation et RTE et sous le contrôle de la CRE. La provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés.

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2022	2021
Autres produits d'exploitation	3 460	1 024
Transferts de charges	92	76
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	3 552	1 100
Autres charges d'exploitation	(2 661)	(2 480)
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**891**	**(1 380)**

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (2 661) millions d'euros en 2022 ((2 480) millions d'euros en 2021) et comprennent notamment les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.

À partir du quatrième trimestre 2021 et sur l'ensemble de l'année 2022, les producteurs d'énergies renouvelables ont bénéficié de la hausse des prix. Ainsi, le mécanisme des compléments de rémunération s'est inversé et s'est traduit par des compléments de rémunération négatifs dus par les producteurs à EDF. Cette tendance s'est vue amplifiée par la mise en œuvre de l'article 38 de la loi de finances rectificative 2022 qui modifie le dispositif de plafonnement existant dans certains contrats pour les montants dus par les producteurs. Dès lors, depuis le 1er janvier 2022, lorsque le tarif de référence contractuel est supérieur à un prix seuil, fixé à 44,78 €/MWh, les producteurs sont intégralement redevables de l'écart entre les recettes marché et les recettes calculées au tarif de référence contractuel. Cette situation explique à hauteur de 2 361 millions d'euros, la hausse observée en 2022 du poste « Autres produits d'exploitation et transferts de charges ».

Certificats d'Économie d'Énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-24 du Règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Mécanisme réglementaire en France

La 4e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5e période.

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficience du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles…), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Cependant, au regard de la faiblesse des prix de marché observés sur les premiers mois de la 5e période CEE (1er semestre 2022), le nombre de travaux d'économie d'énergie engagés a fortement baissé. Afin de relancer la dynamique des travaux, la DGEC, par décret CEE n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, a décidé de réviser à la hausse les obligations CEE de la 5e période.

Ce nouveau décret acte ainsi le relèvement de l'obligation de la P5 (2022-2025) comme suit :

- obligation Classique : 1 970 TWhc *versus* 1 770 TWhc initialement, avec + 200 TWhc sur 2023-2025 ;
- obligation Précarité : 1 130 TWhc *versus* 730 TWhc initialement, avec + 400 TWhc sur 2023-2025.

Ainsi, entre la 4e période CEE (2018-2021) et la 5e période CEE (2022-2025), l'obligation CEE aura augmenté de manière importante (3 100 TWhc *versus* 2 133 TWhc).

Note 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2022	2021
Achats consommés de combustibles [1]	9 059	4 422
Achats d'énergie [2]	78 202	21 752
dont électricité	*52 443*	*16 025*
dont gaz	*24 868*	*5 113*
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	18 819	17 354
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**106 080**	**43 528**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. La hausse s'explique principalement par l'augmentation du coût des achats de gaz consommés dans le cadre de la production électrique à partir de CCG.

Ce poste comprend également les droits d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 17) :

- *au 31 décembre 2022, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (6 millions de tonnes au 31 décembre 2021) ;*
- *en 2022, EDF a restitué 6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2021 (5 millions de tonnes en 2021 au titre des émissions réalisées en 2020).*

(2) Les achats d'énergie intègrent les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat. La hausse des achats d'électricité s'explique principalement par la hausse des volumes d'achats induite par la moindre production nucléaire (voir note 2.1.3) dans un contexte de prix de marché élevés. Par ailleurs, les achats induits par l'attribution complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1) s'élèvent à 5 011 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les achats de gaz progressent sous l'effet conjugué d'une forte hausse des prix et des volumes achetés. La hausse observée concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux et dans une moindre mesure ceux réalisés sur le marché domestique. Ces achats ont par ailleurs été très largement consommés sur l'exercice conduisant à une hausse mesurée des encours de stocks de gaz en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 17 renvoi (1)).

(3) Les achats de services comprennent principalement les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 1 672 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2022, 617 millions d'euros (548 millions d'euros en 2021) de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

Note 8 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2022	2021
Impôts et taxes sur rémunérations	180	172
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 123	1 180
Contribution Économique Territoriale*	41	313
Taxes foncières	305	288
Autres impôts et taxes	325	301
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**1 974**	**2 254**

** La diminution de la Contribution Économique Territoriale résulte de la dégradation de la valeur ajoutée 2022 du fait d'une hausse des achats d'énergie (voir note 7) dans un contexte de recul notamment de la production nucléaire et du coût de rachat des 19,5 TWh d'ARENH (voir note 3.1).*

Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

L'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 un règlement destiné à lutter, de manière harmonisée, contre la crise des prix de l'énergie. Ce règlement prévoit notamment des objectifs de réduction de consommations d'énergies pendant l'hiver 2023, ainsi que la mise en place d'aides étatiques aux entreprises et aux ménages, financées à la fois, par la taxation des surprofits des secteurs fossiles et par la Captation des Rentes Infra-marginales de la production d'électricité (CRI).

La CRI consiste en un dispositif fiscal contraignant imposant aux producteurs d'électricité de reverser à l'État, l'ensemble de leurs revenus au-dessus d'un seuil (exprimé en €/MWh). Alors que le règlement européen prévoit l'application obligatoire de la CRI sur la période du 1er décembre 2022 au 30 juin 2023 avec un seuil de reversement de 180 €/MWh, de nombreux États de l'UE ont fait le choix d'élargir cette période de taxation et de fixer des seuils d'imposition, par nature de technologie de production, très inférieurs au seuil européen.

En France, le mécanisme prévoit une taxation à hauteur de 90 % de la rente avec trois périodes de taxation : juillet 2022/novembre 2022, décembre 2022/juin 2023 et juillet 2023/décembre 2023, avec la possibilité de reporter en avant d'une période sur l'autre les déficits éventuellement dégagés au titre de la période précédente.

Les niveaux de seuils de rente (en €/MWh) ont été distingués par technologie de production d'électricité (en 8 catégories différentes) dont notamment 90 €/MWh pour le nucléaire, et entre 80 et 140 €/MWh pour l'hydraulique (selon la puissance de l'installation).

S'agissant d'EDF, l'entreprise présente une rente marginale largement négative pour la première période de taxation en 2022, ainsi que pour le mois de décembre 2022 au titre de la deuxième période, en lien avec les achats effectués sur les marchés à des prix élevés, induits par la très forte diminution de la production nucléaire (- 81,7 TWh). Aucune taxe n'est donc due au titre de la production d'électricité 2022.

Note 9 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2022	2021
Salaires et traitements	3 981	3 720
Charges sociales	2 634	2 687
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 615**	**6 407**

Les charges de personnel intègrent des mesures salariales d'augmentation générale mises en place en 2022 dans un contexte exceptionnel d'inflation. Elles comprennent également 41 millions d'euros (39 millions d'euros sur l'exercice 2021) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 15 renvoi (3)).

	2022			2021
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 656	28 458	57 114	57 696
Autres	847	3 646	4 493	4 339
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 503**	**32 104**	**61 607**	**62 035**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 10 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2022	2021
Sur immobilisations incorporelles	391	332
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	3 744	3 687
• du domaine concédé*	328	318
Dotations aux amortissements des immobilisations	**4 463**	**4 337**
Autres dotations aux amortissements	27	26
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**4 490**	**4 363**

* *Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.*

Note 11 Résultat financier

(en millions d'euros)		2022		2021
Produits financiers de participations [1]		2 429		1 957
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé		876		905
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(1 512)**		**(1 264)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures*	*(1 740)*		*(1 624)*	
• *Autres*	*228*		*360*	
Résultat de change		(173)		(196)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		(104)		(239)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :		**(4 785)**		**(2 628)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(419)*		*(292)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires* [2]	*813*		*(2 090)*	
• *Provision sur TIAP actifs dédiés* [3]	*(1 661)*		*(104)*	
• *Dépréciation valeurs mobilières de placement* [3]	*(710)*		*(16)*	
• *Provision sur titres de participation* [4]	*(2 812)*		*3*	
• *Provision pour pertes de change* [5]	*(312)*		*(233)*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges*	*222*		*167*	
RÉSULTAT FINANCIER		**(3 269)**		**(1 465)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (907 millions d'euros en 2022 et 540 millions d'euros en 2021) ;*
- *Dortgaz (163 millions d'euros en 2022 et 2 millions d'euros en 2021) ;*
- *Manostock (109 millions d'euros en 2022 et 30 millions d'euros en 2021) ;*
- *CTE (179 millions d'euros en 2022 et 130 millions d'euros en 2021) ;*
- *Framatome (61 millions d'euros en 2022 et 37 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF PEI (100 millions d'euros en 2022 et 88 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Immo (73 millions d'euros en 2022 et 63 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (42 millions d'euros en 2022 et 36 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDEV (49 millions d'euros en 2022 et 87 millions d'euros en 2021) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (98 millions d'euros en 2022 et 183 millions d'euros en 2021) ;*
- *EDF Holding SAS détenant EDF Trading (445 millions d'euros en 2022 et 603 millions d'euros en 2021).*

(2) Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au 31 décembre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel de 50 points de base sur 2022, après une baisse de 10 points de base en 2021. L'effet de la désactualisation est un produit net de 813 millions d'euros, comprenant principalement la charge de désactualisation pour (1 830) millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs représentant un produit de 2 548 millions d'euros (voir note 26 renvoi (1)).
Au 31 décembre 2021, la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires de (1 474) millions d'euros était complétée par un effet taux défavorable de (617) millions d'euros.

(3) La variation s'explique par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021.

(4) Au 31 décembre 2022, une provision pour dépréciation concernant les titres de participation EDF International a été comptabilisée à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 16.1 renvoi (4)).

(5) Voir note 25 renvoi (1).

Note 12 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2022, le résultat exceptionnel représente un produit net de 536 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 296 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 56 millions d'euros ;
- une reprise de provisions de 135 millions d'euros sur contentieux fiscaux en cours, dont 69 millions au titre des décaissements réalisés en 2022 par EDF concernant les suites du contentieux ouvert sur la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme au titre des exercices 2012-2013 et la période 2016 à 2019. La charge correspondante associée aux décaissements réalisés a fait l'objet d'une comptabilisation en charge d'impôt sur les bénéfices (voir note 13.2). La Société a formé un second pourvoi devant le Conseil d'État qui a été admis fin 2022. La Société reste désormais dans l'attente de la fixation d'une date d'audience.

Au 31 décembre 2021, le résultat exceptionnel représentait un produit net de 1 765 millions d'euros dont les principaux éléments étaient :

- des plus-values nettes de 1 070 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- un produit de 501 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 ;
- une reprise sur provision pour contentieux fiscaux de 459 millions d'euros. Cette reprise de provisions faisait suite à la provision initialement comptabilisée à hauteur de (538) millions d'euros au 31 décembre 2020 à la suite d'une décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État, relative à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour avait donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. L'exécution de cette décision avait conduit au décaissement de 374 millions d'euros au titre des exercices 2008 à 2010 en juillet 2021. Par ailleurs, EDF avait décaissé 85 millions d'euros en juin 2021 pour le même sujet au titre des exercices 2014-2015. La provision avait ainsi été reprise à hauteur de 459 millions d'euros. La charge correspondante avait été comptabilisée en charge d'impôt. Au 30 juin 2021, la provision s'élevait donc à 79 millions d'euros et concernait les exercices 2012-2013 et la période 2016-2021. Au 31 décembre 2021, la provision s'élevait à 69 millions d'euros, tenant compte de la réévaluation du risque au titre de 2021 ;
- des dotations aux provisions pour charges en lien avec des procédures contentieuses en cours avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 29.1 renvoi (1)) ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 30 millions d'euros.

Note 13 Impôt sur les bénéfices

13.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2022 comprend 289 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

13.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 147 millions d'euros au titre de l'exercice 2022 (1 410 millions d'euros de charge d'impôt en 2021).

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 8 552 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2022. Celui-ci tient compte de crédits d'impôts représentant un montant de 41 millions d'euros ;
- une charge de 554 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel, celle-ci intègre un montant de 69 millions d'euros au titre des contentieux fiscaux décrits en note 12, ainsi qu'un montant de 297 millions d'euros au titre du redressement confirmé par un jugement rendu le 29 août 2022 par le Tribunal administratif de Montreuil (voir note 29.2) ;
- une charge de 7 851 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

13.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(17 551)	(15 469)	(2 082)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(1 881)	(5 656)	3 775
• Autres	(428)	(457)	29
Total actif d'impôt – taux de droit commun	**(19 860)**	**(21 582)**	**1 722**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	4 682	2 450	2 232
• Autres	2 889	2 723	166
Total passif d'impôt – taux de droit commun	**7 572**	**5 173**	**2 398**
• Plus-value en sursis d'imposition		-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(39)	(11)	(28)
Total actif d'impôt – taux réduit	**(39)**	**(11)**	**(28)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(12 328)**	**(16 420)**	**4 092**
Créance future d'impôt au taux de droit commun [2]	11 030	4 237	6 793
Créance future d'impôt au taux réduit	6	2	4

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que les économies d'impôt latentes résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours.

(2) Tenant compte de l'économie future d'impôt résultant du déficit fiscal groupe 2022.

Bilan

Note 14 Immobilisations incorporelles

Principes et méthodes comptables

Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (Software as a Service) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrées en immobilisations, les dépenses relatives aux contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Logiciels	2 768	479	60	3 187
Autres	298	7	-	305
Immobilisations incorporelles en cours *	1 370	728	494	1 604
Valeurs brutes	**4 436**	**1 214**	**554**	**5 096**
Logiciels	(1 680)	(377)	(58)	(1 999)
Autres	(154)	(14)	-	(168)
Amortissements et dépréciations	**(1 834)**	**(391)**	**(58)**	**(2 167)**
VALEURS NETTES	**2 602**	**823**	**496**	**2 929**

* *Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment au 31 décembre 2022, les études relatives à EPR 2 pour 980 millions d'euros (707 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (Small Modular Reactors) pour 141 millions d'euros (69 millions d'euros au 31 décembre 2021).*

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition Écologique et Solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), la pré-identification de certains sites potentiels d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Les éléments programmatiques de cette analyse ont fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

À date, aucune décision n'a été prise. Un schéma de financement et de régulation approprié est en cours de préparation pour la réalisation de ce programme. Une actualisation du coût à terminaison du projet est visée à l'été 2023.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 31 mars 2022 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement jusqu'à fin 2023 en engageant un montant supplémentaire d'environ 0,6 milliard d'euros.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small Modular Reactors* »)

Concernant les réacteurs modulaires de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™ s'est poursuivi en 2022. NUWARD™ est un modèle à eau pressurisée de génération III composé de deux modules de 170 MW. Il est conçu pour être fabriqué en série et largement commercialisable à l'export. La cible est principalement le remplacement des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. La commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devrait démarrer à l'horizon 2030.

Le design du SMR NUWARD™ fait l'objet d'une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque (SUJB) et finlandaise (STUK). Cette démarche vise à favoriser l'accélération de l'octroi de licences internationales pour les SMR tout en contribuant à créer un nouvel élan dans l'harmonisation des réglementations.

En décembre 2022, EDF et Fortum ont signé un accord de coopération visant à explorer conjointement les opportunités de développement de SMR et de grands réacteurs nucléaires en Finlande et en Suède.

Fin 2022, le Groupe a créé une filiale dédiée pour conduire la prochaine phase du projet NUWARD™, dite de *basic design*, qui débutera début 2023 et devrait se terminer fin 2026. Cette filiale NUWARD est détenue à 100 % par le Groupe. Elle continuera de bénéficier de l'appui des ingénieries d'EDF, du CEA, de TechnicAtome, de Naval Group, ainsi que de Framatome et de Tractebel.

Une subvention de 50 millions d'euros, prévue dans le cadre du plan France 2030, a été attribuée par l'État français en décembre 2022 (voir note 22 renvoi (2)) après avoir été notifiée et autorisée par la Commission européenne. Dans son discours du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a annoncé une intervention supplémentaire de l'État à hauteur de 500 millions d'euros pour le projet NUWARD™.

Note 15 Immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 26) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 26).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles.

Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans.

Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les Pouvoirs Publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 24).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 28 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

Les valeurs nettes des immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2022
Terrains, constructions et agencements de terrains	12 348	287	64	12 571
Tranches de production nucléaire	65 898	3 246	1 459	67 685
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 471	267	168	13 570
Réseau du domaine propre	1 155	39	2	1 192
Autres immobilisations corporelles	1 803	126	96	1 833
Immobilisations corporelles du domaine propre	**94 675**	**3 965**	**1 789**	**96 851**
Terrains, constructions et agencements de terrains	10 845	124	22	10 947
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 866	91	20	1 937
Réseau du domaine concédé	3 297	217	25	3 489
Autres immobilisations corporelles	21	-	-	21
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**16 029**	**432**	**67**	**16 394**
Immobilisations corporelles en cours (2)	**20 872**	**5 685**	**4 445**	**22 112**
Valeurs brutes (3)	**131 576**	**10 082**	**6 301**	**135 357**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 075)	(298)	(55)	(8 318)
Tranches de production nucléaire (4)	(44 139)	(4 616)	(1 470)	(47 285)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(9 690)	(483)	(163)	(10 010)
Réseau du domaine propre	(593)	(34)	(2)	(625)
Autres immobilisations corporelles	(1 217)	(137)	(93)	(1 261)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**(63 714)**	**(5 568)**	**(1 783)**	**(67 499)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(6 822)	(155)	(20)	(6 957)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 118)	(38)	(13)	(1 143)
Réseau du domaine concédé	(1 392)	(96)	(22)	(1 466)
Autres immobilisations corporelles	(11)	-	-	(11)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**(9 343)**	**(289)**	**(55)**	**(9 577)**
Immobilisations corporelles en cours	**(89)**	**(3)**	**(60)**	**(32)**
Amortissements et dépréciations	**(73 146)**	**(5 860)**	**(1 898)**	**(77 108)**
VALEURS NETTES	**58 430**	**4 222**	**4 403**	**58 249**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2022, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 376 millions d'euros (voir note 2.1.3).

(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2022 est de 12 464 millions d'euros (soit 12 155 millions d'euros en immobilisations en cours et 309 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 635 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 902 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 927 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2022 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 112 millions d'euros.

Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires.

Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2022 à 658 millions d'euros dont 617 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 7 renvoi (3)) et 41 millions d'euros de charges de personnel (voir note 9). Elles représentent 1,7 milliard d'euros en cumulé. Les coûts exceptionnels complémentaires induits par le réajustement communiqué le 16 décembre 2022 et principalement lié au traitement thermique de détensionnement pour les soudures ayant fait l'objet de reprises, seront également comptabilisés en charges d'exploitation.

(4) La variation des amortissements et dépréciations sur les tranches de production nucléaire en 2022 s'explique par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 sur les dépréciations d'actifs de contrepartie et sous-jacents pour les provisions adossées à des actifs (voir note 26).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

Par ailleurs, la PPE pour 2019-2028 adoptée en avril 2020, qui prévoit la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035 soit une fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5e visite décennale, a conduit à intégrer un scénario de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MW, dont les effets sur les provisions nucléaires et les dotations aux amortissements ne sont pas significatifs sur les comptes d'EDF.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026, dans la perspective d'une poursuite de la centrale avec une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust. Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies. La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie et Climat qui permet une exploitation de

la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. Les décrets n° 2022-123 de février 2022 et n° 2022-1233 de septembre 2022 ont relevé à titre dérogatoire le plafond d'émissions de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, prévoyant ainsi un déplafonnement des heures de fonctionnement pour 2022 et 2023 en lien avec les risques de tension sur le système électrique. La date de fin d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement tient compte des nouvelles modalités de fonctionnement.

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 12 464 millions d'euros (voir note 15 renvoi (3)).

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 6,3 % au 31 décembre 2022 (5,1 % au 31 décembre 2021), soit une hausse de 120 points. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4, assises sur la durée d'amortissement en vigueur au 31 décembre 2022, bien que la stratégie d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. Le test intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, avec un calendrier et des coûts ajustés (voir note 15 renvoi (3)).

Sur la période 2023-2025, les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation intègrent les prix *forward* (en forte hausse sur cet horizon par rapport à fin 2021) tenant compte des couvertures déjà contractualisées, un niveau d'ARENH à 100 TWh et 42 euros/MWh, un bouclier tarifaire mis en place pour les consommateurs finals à la charge du budget de l'État conformément à la loi de finances en vigueur (donc sans perte de cash-flow pour EDF) et la meilleure estimation du niveau de captation des rentes infra-marginales tenant compte du déficit au titre de 2022 (voir note 8). Elles sont conformes au budget 2023 approuvé par le Conseil d'administration.

À partir de 2026, fin du dispositif ARENH, compte tenu de l'absence, à date, de régulation du parc nucléaire existant, l'hypothèse retenue dans le cadre de référence des tests de dépréciation est celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix.

Les chroniques de prix moyen et long terme, dans un contexte de rétablissement progressif de la production nucléaire à partir d'une fourchette de 300-330 TWh pour 2023, conduisent à une augmentation sensible de la marge du test par rapport à 2021 (y compris avant effet des mesures relatives au dispositif exceptionnel d'ARENH complémentaire et impacts de la baisse de la production nucléaire 2022), augmentation toutefois atténuée par la hausse du CMPC. Le résultat du test met en évidence une valeur recouvrable très largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle et combinée (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh par an sur toute la période, augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation de 5 % sur toute la période, diminution du prix de la capacité, niveau des prix de marché postérieurement à 2026 inférieur au scénario de référence de 10 % dans la durée), qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Une sensibilité additionnelle a également été conduite sur un scénario de revenus moins favorable sur l'horizon 2024-2025, notamment en lien avec d'éventuelles mesures régulatoires défavorables, qui pourrait conduire à une baisse significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

Note 16 Immobilisations financières

Principes et méthodes comptables

Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe, et tient également compte le cas échéant, d'éléments d'évaluation complémentaires, obtenus par exemple dans le cadre des tests de dépréciation réalisés aux bornes du Groupe.

Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

16.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2022	Montants cumulés au 31/12/2021
Participations [1]	61 474	60 923
Créances rattachées aux participations	51	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 215	25 201
Autres titres immobilisés	94	202
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [3]	34 207	23 829
Total valeur brute des immobilisations financières	**121 041**	**110 206**
Dépréciations des participations et créances rattachées [4]	(3 521)	(709)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés [5]	(2 084)	(404)
Total dépréciations	**(5 605)**	**(1 113)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**115 436**	**109 093**

(1) La hausse des participations correspond pour l'essentiel à une prise de participation effectuée par EDF Invest portant sur la souscription à l'augmentation de capital de C87 (société détenant un réseau de fibres optiques au Danemark) pour un montant de 351 millions d'euros, et sur la souscription à l'augmentation de capital de C88 (société détenant un investissement dans des datacenters aux États-Unis) pour un montant de 156 millions d'euros.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 12).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2022 est de 34 162 millions d'euros, et concerne principalement EDF International à hauteur de 15 690 millions d'euros dans un contexte de financement du projet HPC en Angleterre, EDF Trading pour 5 120 millions d'euros, EDF Renouvelables pour 4 364 millions d'euros, Enedis pour 3 980 millions d'euros, EDF Energy pour 2 146 millions d'euros et Dalkia pour 2 045 millions d'euros.

(4) La revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2022, conduit à déprécier notamment les titres de participation EDF International à hauteur de 2 650 millions d'euros (voir note 11 renvoi (4)). En tant que holding portant la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, la valeur d'utilité des titres EDF International repose sur les contributions des différentes filiales et sous-groupes aux capitaux propres consolidés du Groupe, en tenant compte de marges de valeur positives issues de la réalisation des tests de dépréciation des différentes unités génératrices de trésorerie.

En 2022 la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International résulte pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

(5) La variation s'explique principalement par une évolution très défavorable des marchés financiers en 2022 comparée à 2021 ayant entrainé des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 11 renvoi (3)).

16.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022	Chiffres d'affaires 2021
Filiales								
EDF International [1]	25 930	2 650	23 280	100	16 154	(804)	-	1
C3 [2]	11 196	-	11 196	100	11 447	103	98	-
EDEV [3]	6 891	-	6 891	100	6	51	49	ns
CTE [4]	2 705	-	2 705	50,1	5 294	264	179	-
EDF Holding SAS [5]	1 950	-	1 950	100	2 590	445	445	-
EDF Immo [6]	1 361	-	1 361	100	1 497	77	73	-
EDF Nam Theun Holding [7]	437	-	437	100	427	36	42	-
Autres [8]	4 406	428	3 978	100	3 499	145	412	-
Sociétés Holdings	**54 876**	**3 078**	**51 798**				**1 298**	
En France								
Enedis	2 700	-	2 700	100	6 312	1 196	907	15 637
Framatome	2 014	-	2 014	75,5	2 682	111	61	2 127
Dalkia	967	140	827	99,9	484	59	35	2 470
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	561	100	1 176	159	100	989
Edvance	12	-	12	80	6	(23)	-	583
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	3	50	9	-	-	9
À l'étranger			-					
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	89	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	-	50	8	ns	ns	4
Sociétés industrielles et commerciales	**6 274**	**154**	**6 120**				**1 103**	
Autres (GIE EIFER)	**130**	**125**	**5**				**-**	
TOTAL FILIALES	**61 280**	**3 357**	**57 923**				**2 401**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) EDF International a pour activité la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C (voir note 10.6 immobilisations en cours des comptes consolidés au 31 décembre 2022).

(2) C3 détient notamment EDF Investissements Groupe à 100 %, filiale en charge du financement à moyen et long terme des activités situées hors de France.

(3) EDF Développement Environnement est une holding des filiales et participations destinées au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI solutions Rénov, IZI confort, EDF ENR, Sowee), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife, Orano DS), la production d'origine renouvelable (EDF Renouvelables, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Electricité de Strasbourg.

(4) CTE détient RTE à 100 %.

(5) EDF Holding SAS détient EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros.

(6) EDF Immo détient notamment la Gérance Générale Foncière et Sofilo à 100 %.

(7) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(8) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

16.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2022	Dépréciations 31/12/2022	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2022	% du capital détenu	Capitaux propres 2021	Résultats de l'exercice 2021	Dividendes reçus en 2022
Report Total Filiales	**61 280**	**3 357**	**57 923**	**-**	**-**	**-**	**2 401**
Participations							
Dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %							
Trimet France	130	108	22	35	338	62	13
Dalkia Investissements	63	56	7	50,0	16	1	1
TOTAL	**193**	**164**	**29**				**14**
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %							
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	121	4	ns
TOTAL	**1**	**-**	**1**				**-**
TOTAL PARTICIPATIONS	**194**	**164**	**30**				**14**
TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**61 474**	**3 521**	**57 953**				**2 415**

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

16.4 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
Atmea	162					20
CTE		539		498		
Framatome		149		581		
EDF Energy	2 146	156		81		51
EDF Renouvelables	4 364	58				49
EDF International	15 690					301
EDF Trading	5 120	5 200		8 517		73
Edison						2
Enedis	3 980	90		1 795		21
Dalkia France	2 045	81		258		54
Groupe PEI	492			126		12
Citelum						2
EDF Luminus	80					2
Edvance	19	66		77		
Comptes courants [2]				2 500		
Convention de placement des liquidités des filiales			3 718		(63)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			13 338		(63)	
Convention d'intégration fiscale				1 563		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont Enedis pour 887 millions d'euros, EDF Sofilo pour 615 millions d'euros, PEI pour 553 millions d'euros et EDF Immo pour 271 millions d'euros.
(3) Dont C3 pour 5 186 millions d'euros, EDF Energy pour 2 374 millions d'euros, EDF Trading pour 1 624 millions d'euros et EDF Holding SAS pour 1 149 millions d'euros.

16.5 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**25 201**	**24 944**	**29 741**	**25 215**	**23 297**	**25 495**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2022, 23 297 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 26.6.5).

16.6 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021 pour une durée de 18 mois avec une limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société. Il a été mis en œuvre en 2021 en vue de l'animation du marché du titre au travers du contrat de liquidité.

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentation	Diminution	31/12/2022
Valeur brute	14		(7)	7
Dépréciation	(2)		2	-
VALEUR NETTE	**12**	**-**	**(5)**	**7**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2022 s'élève à 888 511 actions pour une valeur nette de 7 millions d'euros.

16.7 Créances de l'actif immobilisé

Ce poste comprend essentiellement des prêts accordés aux filiales :

	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
(en millions d'euros)	< 1 an [1]	1 à 5 ans [2]	> 5 ans [3]		
Créances rattachées aux participations	2	-	49	51	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	18 458	9 924	5 825	34 207	23 829
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**18 460**	**9 924**	**5 874**	**34 258**	**23 880**

(1) Dont 9,94 milliards d'euros à EDF International, 5,1 milliards d'euros à EDF Trading, et 1,05 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
(2) Dont 5,66 milliards d'euros à EDF International, 2,3 milliards d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit et 1 milliard d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit.
(3) Dont 2,36 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts et 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.
(4) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2022 pour 2,6 milliards d'euros à EDF International, 2,2 milliards d'euros à EDF Trading, 2 milliards d'euros à Enedis, 2 milliards d'euros à EDF Energy et 1,5 milliard d'euros à EDF Renouvelables.

Note 17 Stocks et en-cours

Principes et méthodes comptables

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émissions de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier…). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 euros par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne*). Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives « Fit for 55 », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. Le processus de « trilogue » européen finalisé en décembre 2022 a réhaussé les objectifs définis initialement par la Commission européenne en juillet 2021 dans ses propositions législatives. Les secteurs concernés par les ETS vont voir leurs quotas réduits de 62 % d'ici 2030 par rapport à 2005.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du Règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

** La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet Fit for 55.*

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2022			31/12/2021		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 929	(24)	8 905	8 471	(39)	8 432
Autres matières premières	351	-	351	126	-	126
Autres approvisionnements (1)	2 833	(294)	2 539	2 000	(250)	1 750
En-cours de production et autres stocks (2)	1 038	-	1 038	645	-	645
TOTAL STOCKS	**13 151**	**(318)**	**12 833**	**11 242**	**(289)**	**10 953**

(1) La hausse des « Autres approvisionnements » s'explique principalement par l'augmentation des certificats de capacité. L'en-cours des stocks de gaz augmente en valeur nette de 189 millions d'euros (voir note 7 renvoi (2)).

(2) La hausse des « En-cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2022.

Note 18 Créances de l'actif circulant et disponibilités

Principes et méthodes comptables

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

Les créances de l'actif circulant et disponibilités sont réparties par échéance, comme suit :

			Degré d'exigibilité	Montants bruts au 31/12/2022	Montants bruts au 31/12/2021
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	**419**	**89**	**219**	**727**	**719**
● Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 689	-	-	2 689	2 532
Factures à établir [1]	18 676	-	-	18 676	16 816
● Autres créances d'exploitation [2]	5 290	57	241	5 588	4 850
Créances d'exploitation	**26 655**	**57**	**241**	**26 953**	**24 198**
Instruments de trésorerie [3]	3 305	297	1	3 603	2 529
Disponibilités	6 810	-	-	6 810	8 397
Charges constatées d'avance	398	267	424	1 089	1 015
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**37 587**	**710**	**885**	**39 182**	**36 858**

(1) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée, dont le solde est stable par rapport au 31 décembre 2021. La hausse sur la période concerne principalement les créances vis-à-vis d'EDF Trading (électricité et gaz) dans un contexte de forte hausse des prix.

(2) En 2022, elles comprennent 2 698 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (3 464 millions d'euros en 2021).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (108 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Note 19 Valeurs mobilières de placement

Principes et méthodes comptables

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les valeurs mobilières de placement sont constituées des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation de l'exercice
OPCVM	1 115	2 598	(1 483)
TCN court terme en euros et en devises [1]	-	50	(50)
Titres reçus en garantie	-	408	(408)
Obligations [2]	17 236	7 500	9 736
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	96	49	47
Total valeur brute	**18 447**	**10 605**	**7 842**
Dépréciations	(730)	(20)	(710)
TOTAL VALEUR NETTE	**17 717**	**10 585**	**7 132**

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2022 (50 millions d'euros au 31 décembre 2021) (voir note 26.6.5).

(2) L'augmentation du portefeuille d'obligations dans la trésorerie résulte d'achats consécutifs à la mise en place de prêts bancaires dont le produit a été investi en partie sur des obligations publiques ou privées offrant une rémunération positive et bien supérieure aux investissements monétaires (OPCVM et TCN). La détention d'obligations permet d'obtenir des liquidités en cas d'opérations de mises en pension.

Note 20 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation
Valeurs mobilières de placement	18 447	10 605	7 842
Disponibilités	6 918 (1)	8 433 (1)	(1 515)
Sous-total à l'actif du bilan	**25 365**	**19 038**	**6 327**
OPCVM en euros	(1 115)	(2 598)	1 483
TCN en euros supérieurs à 3 mois	-	(50)	50
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	-	-
Titres reçus en garantie	-	(408)	408
Obligations	(17 236)	(7 500)	(9 736)
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(96)	(49)	(47)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(18 447)**	**(10 605)**	**(7 842)**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(8 384)	(6 872)	(1 512)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	**(1 466)**	**1 561**	**(3 027)**
Élimination de l'incidence des variations de change			(132)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(48)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			**(3 207)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie*

(1) Dont 108 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2022 contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 18 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 21 Écarts de conversion-actif

Principes et méthodes comptables

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2022 une perte de change de 1 906 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 1 637 millions d'euros au 31 décembre 2022 (1 043 millions d'euros au 31 décembre 2021) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2022 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un montant de 266 millions d'euros (281 millions d'euros au 31 décembre 2021). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021 et 2022) est comptabilisé en écarts de conversion-actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2022 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2021).

Note 22 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2020	**1 550**	**20 316**	**9 121**	**222**	**160**	**5 786**	**37 155**
Affectation du résultat 2020	-	-	222	(222)	-	-	-
Résultat 2021	-	-	-	1 457	-	-	1 457
Augmentation de capital au 07/06/2021	29	587	-	-	-	-	616
Distribution de dividendes	-	-	(651)	-	-	-	(651)
Augmentation de capital au 02/12/2021	40	859	-	-	-	-	899
Acompte sur dividendes 2021	-	-	(947)	-	-	-	(947)
Autres variations [1]	-	10	42	-	7	(9)	50
Situation au 31 décembre 2021	**1 619**	**21 772**	**7 787**	**1 457**	**167**	**5 777**	**38 579**
Affectation du résultat 2021	-	7	1 450	(1 457)	-	-	-
Résultat 2022	-	-	-	(30 648)	-	-	(30 648)
Augmentation de capital du 13/06/2022	66	913	-	-	-	-	979
Distribution de dividendes	-	-	(1 050)	-	-	-	(1 050)
Augmentation de capital du 07/04/2022	249	2 899	-	-	-	-	3 148
Augmentation de capital du 25/07/2022	9	94	-	-	-	-	103
Augmentation de capital du 07/12/2022	1	9	-	-	-	-	10
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations [2]	-	4	-	-	51	(35)	20
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 944**	**25 698**	**8 187**	**(30 648)**	**218**	**5 742**	**11 141**

(1) Les « Autres variations » comprennent l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 42 millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021).

(2) Les subventions d'investissement intègrent l'attribution par l'État français d'une subvention pour le projet SMR (Small Modular Reactors) pour 50 millions d'euros encaissée à hauteur de 45 millions d'euros sur l'exercice.

22.1 Capital social

Au 31 décembre 2022, le capital social s'élève à 1 943 859 210 euros, composé de 3 887 718 420 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 89,01 % par l'État, 9,38 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,59 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,02 % d'actions auto détenues. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'Offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Énergie En Actions et l'Association pour la défense des actionnaires minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Le 7 avril 2022, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 249 millions d'euros et une prime d'émission de 2 899 millions d'euros nets de frais, à la suite de l'émission de 498 257 960 actions nouvelles.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles.

Le 25 juillet 2022, l'augmentation de capital réservée aux salariés « ORS 2022 » avec suppression du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros, à la suite de l'émission de 18 100 741 actions nouvelles (voir note 2.2.8).

En décembre 2022, la conversion d'obligations OCEANEs s'est traduite par une augmentation du capital social de 0,57 million d'euros, à la suite de l'émission de 1 137 336 actions nouvelles (voir note 22.3).

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

22.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale mixte des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

Aucun acompte n'a été versé au titre du dividende 2022.

22.3 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (voir note 2.4.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2020).

En conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français (voir note 2.2.9), et conformément aux termes et conditions des OCEANEs, en cas d'offre déclarée conforme par l'AMF, l'ouverture de l'Offre entraîne un ajustement temporaire du ratio d'attribution d'actions Électricité de France, en cas de conversion, pendant la période d'ajustement définie.

À ce titre, le 23 novembre 2022, les porteurs d'obligations ont été informés par avis que le ratio d'attribution d'actions ajusté (ou NRAA) a été porté à 1,289 action Électricité de France par OCEANE, à compter du 24 novembre 2022.

Au 31 décembre 2022, 882 340 obligations OCEANEs ont ainsi été converties en actions nouvelles, sur la période allant du 24 novembre 2022 au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions.

Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros (voir note 22.1).

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 obligations (OCEANEs), conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 obligations OCEANEs, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANEs en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'offre public d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'Offre intervenue le 3 février 2023 (voir notes 2.2.9 et 22.1). En conséquence, conformément au paragraphe 2.6.3 (offres publiques) des modalités, la période d'ajustement en cas d'offre publique expirera le 1er mars 2023, soit la date survenant 15 jours ouvrés après la publication par l'AMF de l'avis de résultat de l'Offre. À l'issue de la période d'ajustement en cas d'offre publique, le ratio d'attribution d'actions sera ajusté à 1,124 action par OCEANE, correspondant au ratio d'attribution d'actions en vigueur avant la période d'ajustement en cas d'offre publique. Conformément aux engagements pris par l'État français dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris sur le recours aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'AMF, en cas de réouverture de l'Offre si la décision de la Cour d'appel confirme la décision de conformité, le ratio d'attribution d'actions serait de nouveau ajusté à 1,289 action par OCEANE dans le cadre d'une nouvelle période d'ajustement en cas d'offre publique, selon des modalités qui seront communiquées par EDF.

Note 23 Autres fonds propres

Principes et méthodes comptables

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *prorata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « autres fonds propres » en « dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2022, les autres fonds propres présentent un solde de 11 972 millions d'euros composé :

- de titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 2 653 millions d'euros et 3 243 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 498 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 086 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 242 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour un montant de 1 000 millions d'euros (voir note 2.2.7).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée s'élève à 569 millions d'euros au 31 décembre 2022 (578 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture ».

EDF a exercé son option de rachat au 29 janvier 2023 sur le solde des titres subordonnés à durée indéterminée d'un montant de 2 098 millions de dollars émises en janvier 2013. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2022 un montant de 1 966 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 31 renvoi (4)).

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) :

*Date d'émission**	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
09/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	**1 000**	**EUR**	**6 ANS**	**7,50 %**

* *Date de réception des fonds.*

Note 24 Passifs spécifiques des concessions

Principes et méthodes comptables

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

Passifs spécifiques des concessions d'énergie hydraulique

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Contre-valeur des biens	106	107
Écarts de réévaluation	733	758
Amortissement de caducité	431	377
Concessions d'énergie hydraulique	**1 270**	**1 242**
Contre-valeur des biens	2 131	2 008
Financement du concessionnaire non amorti	(1 354)	(1 306)
Amortissement du financement du concédant	376	370
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	7	6
Concessions de distribution publique*	**1 160**	**1 078**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 430**	**2 320**

** Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 25 Provisions pour risques

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer,
  - les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir notes 6 et 17).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation [3]	Financières	Suite à utilisation [3]	Prov. sans objet [3]	Financières	31/12/2022
Provisions pour pertes de change [1]	745	-	683	-	-	(371)	1 057
Provisions pour contrats déficitaires [2]	1 840	-	(122)	(224)	(1 006)	-	488
Autres provisions pour risques	319	81	-	(27)	(5)	-	368
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**2 904**	**81**	**561**	**(251)**	**(1 011)**	**(371)**	**1 913**

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 1 057 millions d'euros au 31 décembre 2022 concernent principalement les emprunts hybrides pour 301 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 288 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de 312 millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 11 renvoi (5)).

(2) Les reprises nettes sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 1 352 millions d'euros portent principalement sur des contrats long terme d'achats de GNL et des contrats de prestations de services de regazéification.

(3) Voir note 5.

Note 26 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Principes et méthodes comptables

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de l'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 26.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet	Autres mouvements [2]	31/12/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	11 819	417	51	(849)	-	(59)	11 379
• *dont non liées au cycle d'exploitation*	*1 726*	*23*	*(85)*	*(41)*	-	*(16)*	*1 607*
• *dont hors périmètre loi du 28 juin 2006**	*1 136*	*44*	*56*	*(41)*	-	-	*1 195*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	128	(1 308)	(204)	-	(374)	12 475
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**26 052**	**545**	**(1 257)**	**(1 053)**	**-**	**(433)**	**23 854**
dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**24 916**	**501**	**(1 313)**	**(1 012)**	**-**	**(433)**	**22 659**
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1 195**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	273	340	(201)	-	(1 048)	17 094
Provisions pour derniers cœurs	2 660	-	104	-	-	(330)	2 434
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**20 390**	**273**	**444**	**(201)**	**-**	**(1 378)**	**19 528**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**46 442**	**818**	**(813)**	**(1 254)**	**-**	**(1 811)**	**43 382**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	**45 306**	**774**	**(869)**	**(1 213)**	**-**	**(1 811)**	**42 187**
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	**1 136**	**44**	**56**	**(41)**	**-**	**-**	**1 195**

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).*

(1) L'effet de l'actualisation comprend principalement la charge de désactualisation pour 1 830 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2022 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour (2 548) millions d'euros (charges financières de désactualisation) (voir note 11 renvoi (2)) ;

(2) Les « Autres mouvements » comprennent notamment les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022 pour les provisions adossées à des actifs pour (2 061) millions d'euros.
En 2021, l'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF s'expliquait notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW pour (1 016) millions d'euros au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

26.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement).

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) (11 379 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF avait traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de l'avenant 2016-2023 en cours de négociation, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros avait ainsi été comptabilisée, couvrant l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission. En 2022, certains de ces éléments ont fait l'objet de lettres-accords au titre de l'avenant 2016-2023, d'autres sont toujours en cours de négociation. Des négociations ont également été conduites en 2022 au titre de l'avenant 2024-2026 et se poursuivront sur 2023, conduisant à enregistrer une provision pour charges au 31 décembre 2022 (voir note 29.1).

D'autre part, la provision pour gestion du combustible usé intègre des provisions spécifiques au titre de l'entreposage des combustibles usés, qui est un enjeu clé pour l'aval du cycle. En effet, les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage à long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano en 2019, en lien avec EDF ainsi qu'avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague. Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE). Le besoin d'entreposages intermédiaires est renforcé par les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano qui impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme, ce moindre recyclage ayant pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En 2022, les études sur des solutions transitoires se sont poursuivies, avec notamment, sur la densification des piscines existantes du site Orano de La Hague, l'envoi en décembre 2022 à l'ASN du dossier de demande de modification notable. Les études de développement de cette solution se poursuivent et leur fin est prévue fin 2024.

Par ailleurs, la provision pour gestion du combustible usé couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 26.6). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction de la piscine d'entreposage centralisé sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), qui a débuté le 22 novembre 2021 et s'est terminée le 8 juillet 2022. Le 7 octobre 2022, EDF a publié les « Enseignements de la concertation préalable et suites données par EDF ». EDF a notamment prévu de mettre en place un dispositif structuré d'échange et de dialogue continu, sous l'égide de garants nommés par la CNDP. EDF a par ailleurs indiqué poursuivre à ce stade le déroulement du projet et prépare pour fin 2023 le dépôt du dossier de demande d'autorisation de création de l'installation, dans la perspective d'une enquête publique en 2025.

Au total, les provisions portant sur des dispositifs d'entreposage spécifique des combustibles usés se montent à 257 millions d'euros au titre du coût lié à la densification des piscines d'Orano à La Hague et à 1 607 millions d'euros au titre de l'entreposage des MOX et URE usés, à La Hague puis dans la piscine d'entreposage centralisé (non recyclables dans des installations industrielles existantes ou en construction).

Enfin, en 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement, suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018. Les premiers assemblages sont en cours de fabrication à l'usine Framatome de Romans-sur-Isère et seront chargés en 2023 sur une tranche de 900 MW déjà autorisée. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, d'autres tranches de 900 MW et certaines tranches de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à horizon 2027. Pour rappel, la provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion du combustible usé (soit 410 millions d'euros) est assise depuis 2021 sur un fonctionnement des tranches nucléaires des paliers concernés de 50 ans, faisant suite à l'allongement de la durée d'amortissement des tranches du palier 1 300 MW de 40 ans à 50 ans.

26.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2022	31/12/2021
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)	2 958	3 093
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (ANDRA)	363	394
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)/ Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	9 154	10 746
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**12 475**	**14 233**

6

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports…) ou de gravats (bétons, terres…). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux…) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les générateurs de vapeur.

Par ailleurs, concernant la gestion des déchets TFA, les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit le développement d'une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement d'installations nucléaires. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031. En lien avec le 5e PNGMDR, la publication d'une feuille de route précisant les objectifs et le calendrier du projet de Technocentre est prévue pour début 2023.

Évolutions 2021

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Évolutions 2022

En 2022, la révision annuelle a tenu compte des dernières hypothèses de gestion de ces déchets, sans impact significatif sur les provisions.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 ainsi que le 5e PNGMDR (publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au Journal officiel du 10 décembre 2022) fixent l'horizon 2023 comme objectif à l'ANDRA pour produire un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

Projet du Centre industriel de stockage géologique - Cigéo

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, pour un montant total de 8 381 millions d'euros (y compris entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, évacuations vers le stockage, stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes) sont assises sur ce coût objectif pour le stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et caractérisation des déchets.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Depuis 2016, les principales évolutions du projet ont été les suivantes :

- 2016 : en avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité ;
- 2018 : en janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées ;
- 2019 : en septembre 2019, le groupe d'experts mandaté par la DGEC, pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est toujours en cours sur ce sujet ;
- 2020 : une revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux. Par ailleurs, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). À fin 2022, les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre ;
- 2021 : après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021 ;
- 2022 : le 8 juillet 2022, le décret de DUP a été publié.

Par ailleurs, l'horizon de livraison des premiers colis de déchets a été précisé et devrait débuter entre 2035 et 2040, selon la publication de l'ANDRA d'octobre 2022 sur le bilan des concertations sur la phase industrielle pilote et la gouvernance du projet Cigéo, alors qu'à fin 2021, les producteurs avaient toujours en référence, une réception des premiers colis de déchets en 2031. En conséquence, la provision a été mise à jour pour prendre en compte ce décalage sur la réception des premiers colis, sans impact significatif.

Le 16 janvier 2023, l'ANDRA a déposé auprès du ministère de la Transition énergétique la demande d'autorisation de création (DAC) de Cigéo. Cette étape marque le démarrage d'une nouvelle phase, l'instruction du dossier par l'ASN, à l'issue de laquelle le projet pourrait être autorisé et sa construction lancée. Selon le dernier planning de l'ANDRA, le décret d'autorisation de création est dorénavant attendu à horizon 2027 (contre 2025 auparavant).

ICEDA

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), pour un montant en provision de 773 millions d'euros.

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service. En 2022, deux campagnes de conditionnement de déchets ont été réalisées conformément à l'attendu.

26.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de Transition Énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASN et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité). Concernant Chooz, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation [1]	Financières [2]	Suite à utilisation [1]	Provision sans objet	Autres mouvements [3]	31/12/2022
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	-	500	(7)	-	(1 048)	12 125
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	273	(160)	(194)	-	-	4 969
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**17 730**	**273**	**340**	**(201)**	**-**	**(1 048)**	**17 094**

(1) Les diminutions correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2022. Les augmentations correspondent pour l'essentiel à des évolutions de chiffrages de devis sur l'exercice, précisées ci-dessous, pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(3) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2022, ainsi que les autres révisions de devis, pour les provisions adossées à des actifs.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Historique des évaluations des provisions et audit 2014-2015 commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations à la suite de cet audit.

Révision 2016 et base d'évaluation actuelle

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit commandité par la DGEC, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 7 % sur le devis par rapport à un devis parc REP qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet de mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 17 % (effets de série et de mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MW hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 16,3 % pour l'ensemble du parc (21 % pour le devis de la référence TTS 900 MW).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Évolutions 2021

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW (voir note 26), le séquencement des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté à la suite de l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Évolutions 2022

Le devis a fait l'objet d'une revue annuelle, sans impact significatif sur les provisions.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2022}$) des 2 tranches Fessenheim 900 MW s'élève à environ 1,0 milliard d'euros, soit 0,45 milliard d'euros en moyenne pour une tranche 900 MW à comparer aux 0,38 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2e génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de télé-opération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette nouvelle stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

De 2016 à 2020

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016, et instruite par l'ASN jusqu'en 2019. Elle a fait notamment l'objet d'une revue d'experts internationaux, d'une instruction par l'IRSN, de trois auditions du collège des commissaires de l'ASN, et a donné lieu finalement à deux décisions de l'ASN datées du 3 mars 2020. Les décisions et les échanges qui ont précédé leur adoption par l'ASN ont montré une convergence sur la plupart des sujets techniques majeurs : technique de démantèlement (sous air), intérêt de mettre en place un démonstrateur industriel pour développer les outils nécessaires à ces opérations complexes, planning de démantèlement du réacteur de Chinon A2, nécessité de disposer d'un retour d'expérience des opérations sur un premier réacteur.

En termes de calendrier, l'ASN demandait de retenir, dans les projets de décision mis en consultation publique en 2019, un calendrier anticipé par rapport à celui proposé par EDF, afin que le début des opérations de démantèlement des cinq réacteurs suivant Chinon A2 soit « au plus tard le 31 décembre 2055 ».

En 2019, la prise en compte de ce souhait de calendrier plus resserré a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020, n'ont pas remis en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

Évolutions 2021

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros à la suite de la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et d'assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'avant-projet sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) avait commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis), conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du ministère de la Transition Écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle qui est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Évolutions 2022

En 2022, en lien avec les recommandations de l'audit commandité par la DGEC visant à conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages, une méthodologie d'estimation analytique de risques et d'incertitudes planning (appliquées à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » (mis en œuvre sur les provisions pour déconstruction et pour gestion à long terme des déchets radioactifs) ont été introduits, conduisant à une augmentation de provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées de 116 millions d'euros.

Il est par ailleurs à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A de 37 millions d'euros résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger de 18 mois le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 14 mois sur le planning global.

Concernant les UNGG, la revue annuelle des devis a pris en compte un décalage d'obtention des décrets d'autorisation de démantèlement (attendus dorénavant fin 2026 contre fin 2025 auparavant), sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible, au-delà des prévisions d'inflation, des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction, impactant les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 33 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	331	289
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	911	740
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint-Laurent, Chinon	5 771	2 948
Réacteur à eau lourde – Brennilis	374	321
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	559	492

* *Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,96 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens téléopérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 1,9 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

L'état d'avancement des chantiers sur les installations définitivement arrêtées est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera suivie par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en décembre 2025. Dans le cadre du nouveau scénario DCC défini en 2021, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 ;
- Fessenheim : les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. Début 2022, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (MSNR) et l'ASN ont accusé réception d'une version complétée de ce dossier. L'obtention du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est désormais attendue début 2026. L'obtention du décret prescrivant les opérations de démantèlement marquera alors le début de la phase de démantèlement. À fin 2022, la trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel (évacuation de l'ensemble du combustible des tranches 1 et 2, traitement et évacuation du bore tel que prévu, décontamination chimique complète du circuit primaire de la tranche 1 et des circuits connectés…). La décontamination complète de la tranche 2 a été recalée début 2023 sans impact sur le chemin critique ;
- Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG : arrêtées entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont obtenu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement ont été remis pour tous ces réacteurs en décembre 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets (attendus au plus tôt fin 2026) permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2034, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2041 sur une période de 14 ans. En parallèle, les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2037). Cet état de configuration sécurisée vise 80 % des surfaces déconstruites et des caissons réacteurs mis en sécurité, dans l'attente de recueillir l'intégralité du REX du démantèlement du caisson TTS de Chinon A2. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2056 ;
- Superphénix : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (le déclassement de l'installation est prévu à horizon 2034) ;
- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2023, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). À la suite de l'enquête publique qui s'est tenue du 15 novembre 2021 au 2 février 2022, le commissaire enquêteur a remis un avis favorable sans réserve le 2 mars 2022.

26.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement des derniers cœurs (« part amont ») (voir note 12).

En 2020, à la suite de la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour derniers cœurs pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement

la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW au 1er janvier 2021 (voir note 2.1.1 de l'annexe aux comptes sociaux au 31 décembre 2021), les provisions pour derniers cœurs ont peu évolué.

En 2022, les provisions pour derniers cœurs ont pris en compte la finalisation du retour d'expérience de Fessenheim sur la gestion des cœurs et de son optimisation, conduisant principalement à une mise à jour de l'évaluation des masses de métal lourd non usées dans le calcul des provisions derniers cœurs sur l'ensemble du parc, engendrant une diminution de (145) millions d'euros des provisions.

26.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

26.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,43 % pour 2022. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2022 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,7 % ; 3,3 %] ([- 0,6 % ; 0,6 %] à fin 2021) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,3 % ; 3,4 %] ([0,6 % ; 3,1 %] à fin 2021) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,43 % (3,46 % à fin 2021) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations « *Investment Grade* » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,8 % au 31 décembre 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,3 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,5 % au 31 décembre 2022 (2,0 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE et d'un environnement économique plus risqué.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, un ajustement de la mise aux conditions économiques 2022 des devis avec un impact global sur les provisions pour déconstruction, gestion du combustible usé et gestion à long terme des déchets radioactifs de 215 millions d'euros a été pris en compte pour tenir compte d'un taux d'inflation réalisé supérieur au taux prévisionnel initial.

26.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1er juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 31 décembre 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2022 en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,5 %.

26.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	31/12/2022 Aux conditions économiques de fin d'année	31/12/2022 Valeur actualisée	31/12/2021 Aux conditions économiques de fin d'année	31/12/2021 Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 194	10 184	16 121	10 683
Dont non liée au cycle d'exploitation	*3 417*	*1 607*	*3 282*	*1 726*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 996	12 475	36 779	14 233
Aval du cycle nucléaire	**53 190**	**22 659**	**52 900**	**24 916**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	21 381	12 125	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 219	4 969	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 189	2 434	4 349	2 660
Déconstruction et derniers cœurs	**33 789**	**19 528**	**32 546**	**20 390**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**42 187**		**45 306**

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.*

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 *(en millions d'euros)*	2022 Montant des charges aux conditions économiques de fin de période: dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 892	8 302	16 194
Dont non liée au cycle d'exploitation	*534*	*2 883*	*3 417*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 422	31 574	36 996
Aval du cycle nucléaire	**13 314**	**39 876**	**53 190**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	499	20 882	21 381
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 093	5 126	8 219
Derniers cœurs	499	3 690	4 189
Déconstruction et derniers cœurs	**4 091**	**29 698**	**33 789**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 22 % et à 42 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 36 % et à 96 % pour la déconstruction.*

En complément, le tableau ci-dessous fournit l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
	31/12/2022	Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion du combustible usé	11 379	(200)	213	170	(182)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	(684)	769	541	(614)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 125	(518)	544	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 969	(155)	165	154	(165)
• derniers cœurs	2 434	(85)	90	-	-
TOTAL	**43 382**	**(1 642)**	**1 781**	**865**	**(961)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*31 649*	*(1 460)*	*1 591*	*764*	*(853)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (837)/894 millions d'euros dont 444/(490) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

26.6 Actifs dédiés

26.6.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1er juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D 594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1er juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 26.6.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018 lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.

26.6.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF « EDF Invest ».

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

26.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir note 26.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

26.6.4 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 26.6.2).

Au total, au 31 décembre 2022, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 9 540 millions d'euros dont 8 772 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, pour une valeur de 3 791 millions d'euros au 31 décembre 2022 (3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021) ;
- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Norlys Fiber, Databank, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France).

26.6.5 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2022 est la suivante :

		31/12/2022		31/12/2021	
(en millions d'euros)	*Notes*	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		**7 314**	**8 772**	**6 822**	**7 908**
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) [1]	*16.2*	2 705	3 791	2 705	3 343
Titres de participation hors CTE	*16.2*	4 155	4 536	3 839	4 330
Fonds non cotés (EDF Invest) [2]	*16.5*	433	424	278	235
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	21	21	-	-
Actifs de croissance		**9 990**	**12 251**	**10 776**	**15 320**
Actions – Parts d'OPC	*16.5*	9 480	11 625	10 345	14 815
Fonds actions non cotées (EDF Invest) [2]	*16.5*	505	553	436	519
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	5	73	(5)	(14)
Actifs de taux		**12 886**	**12 881**	**13 956**	**14 226**
Obligations	*16.5*	11 263	11 264	12 683	12 957
VMP – TCN	*19*	-	-	50	50
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) [2]	*16.5*	204	215	191	199
Portefeuille de trésorerie	*16.5*	1 412	1 414	1 016	1 016
Instruments de trésorerie (Dérivés)	*18 & 30*	7	(12)	16	4
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS [3]		**30 190**	**33 904**	**31 554**	**37 454**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 1 142 millions d'euros (905 millions d'euros au 31 décembre 2021) pour une valeur de réalisation de 1 192 millions d'euros (953 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2022 ainsi qu'au 31 décembre 2021.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

26.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 107,1 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2022. Au 31 janvier 2023, le taux de couverture des provisions nucléaires (retenues pour leur montant au 31 décembre 2022) par des actifs dédiés était de 109,7 %, en lien avec l'évolution positive marquée des marchés financiers en janvier 2023.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 607	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 475	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 094	17 730
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	473	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**31 649**	**34 276**

26.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

En 2022, les marchés ont été impactés par la forte pression inflationniste et par la prise de conscience par les banques centrales et par les marchés, que des mesures fortes, particulièrement en termes de hausse des taux, seraient nécessaires pour empêcher le désancrage des anticipations d'inflation. La guerre en Ukraine a exacerbé cette question avec les perturbations qu'elle a provoquées sur l'approvisionnement énergétique de l'Europe. Cette situation a en premier lieu impacté la classe obligataire qui finit sur une baisse historique, avec - 18,5 % sur les emprunts d'État (indice *FTSE EMU Government Bond Index* (EGBI)). Le crédit aura aussi particulièrement souffert (-14,5 % pour l'indice FTSE EuroBIG Corporate) avec le double effet de la hausse des taux et de la hausse des *spreads*. Il faut noter néanmoins, que malgré la couverture partielle de change mise en place par le Groupe, l'appréciation du dollar a permis de limiter la baisse de valeur en Euro des actifs libellés en dollars. Les marchés actions ont baissé, mais n'ont pour l'instant fait que suivre la hausse des taux réels et n'ont pas semble-t-il pris en compte le risque sur les bénéfices d'un environnement économique dégradé. Les marchés semblent tabler sur une réussite des banques centrales à contenir l'inflation sans créer de récession, ce qu'il faudra suivre avec attention en 2023.

En 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés via des prises de participation minoritaires dans des infrastructures télécoms (Norlys Fiber, un réseau de fibre optique au Danemark) et numériques (DataBank, un ensemble de *data centers* aux États-Unis), ainsi que dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz en Allemagne) ainsi qu'une fraction de sa participation dans le groupe Transport Stockage Hydrocarbures/Géosel (stockage de pétrole en cavité saline en France) et 50 % de MiRose, des parcs éoliens aux États-Unis.

Au 31 décembre 2022, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de (667) millions d'euros dont (963) millions d'euros dans le résultat financier et 296 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (917 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés financiers ((1 810) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (296 millions d'euros).

Note 27 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'augmentation sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

Note 28 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement, et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 – § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation [1] [4]	Financières [3]	Exploitation [2] [4]	Financières [5]	31/12/2022
Avantages postérieurs à l'emploi	10 794	788	405	(600)	(220)	11 167
Avantages à long terme	1 073	47	14	(209)	-	925
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 867**	**835**	**419**	**(809)**	**(220)**	**12 092**

(1) Dont 574 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 259 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (658) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (151) millions d'euros au titre des gains actuariels.
(3) Voir note 11.
(4) Voir note 5.
(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2021	**32 225**	**(13 148)**	**19 076**	**(11)**	**(7 198)**	**11 867**
Charge nette de l'exercice 2022	993	(220)	773	2	108	883
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(8 414)	3 733	(4 681)	-	4 681	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 090)	432	(658)	-	-	(658)
SOLDE AU 31/12/2022	**23 713**	**(9 203)**	**14 510**	**(9)**	**(2 409)**	**12 092**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2022 s'élèvent à (8 414) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour (15 192) millions d'euros ;
- la variation du taux d'inflation pour 4 517 millions d'euros ;
- la variation des hypothèses démographiques (95) pour millions d'euros ;
- l'impact des mesures de revalorisation des salaires décidées en 2022 et s'appliquant à partir de 2023 pour 1 632 millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 724 millions d'euros, principalement liée à l'évolution d'hypothèses concernant le plafond de la Sécurité Sociale et la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO et à l'impact des mesures de revalorisation des salaires appliquées sur l'exercice 2022.

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2022 s'élèvent à 3 733 millions d'euros dans un contexte de baisse des marchés d'obligations et d'actions.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
Coût des services rendus de l'exercice	574	581
Charges d'intérêts (actualisation) [1]	419	292
Rendement escompté des actifs de couverture	(220)	(166)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	197	221
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(89)	81
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	2	8
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**883**	**1 017**
dont :		
Résultat d'exploitation [2]	684	891
Résultat financier	199	126

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 419 millions d'euros sont en augmentation de 127 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2021, conséquence de la hausse du taux d'actualisation entre le 1er janvier 2022 (3,9 %) et le 1er janvier 2021 (1,3 %).
(2) En 2022, le montant correspond aux dotations d'exploitation (835 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (151 millions d'euros).

28.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2022
Retraites	7 162	438	308	(453)	(213)	7 242
Charges CNIEG	460	11	7	(12)	-	466
Avantages en nature énergie	2 355	233	67	(109)	-	2 546
Indemnités de fin de carrière	66	37	8	(4)	(7)	100
Autres	751	69	15	(22)	-	813
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**10 794**	**788**	**405**	**(600)**	**(220)**	**11 167**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 832	(8 812)	-	(1 778)	7 242
Charges CNIEG	339	-	-	127	466
Avantages en nature énergie	3 310	-	-	(764)	2 546
Indemnités de fin de carrière	503	(377)	-	(26)	100
Autres	805	(14)	(9)	32	813
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2022	**22 789**	**(9 203)**	**(9)**	**(2 410)**	**11 167**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	23 779	(12 606)	-	(4 011)	7 162
Charges CNIEG	501	-	-	(41)	460
Avantages en nature énergie	5 067	-	-	(2 712)	2 355
Indemnités de fin de carrière	602	(527)	-	(8)	66
Autres	1 203	(15)	(11)	(426)	751
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2021	**31 152**	**(13 148)**	**(11)**	**(7 198)**	**10 794**

28.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2021	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2022
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	914	38	12	(167)	797
Médailles du travail	138	9	2	(38)	111
Divers	21	-	-	(4)	17
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	**1 073**	**47**	**14**	**(209)**	**925**

28.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, sont affectés à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils s'élèvent à 9 203 millions d'euros au 31 décembre 2022 (13 148 millions d'euros au 31 décembre 2021).

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution moins favorable des marchés financiers.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**9 203**	**13 148**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**8 812**	**12 606**
Dont (en %)		
Actions	33 %	32 %
Obligations monétaires	65 %	67 %
Immobilier	2 %	1 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**377**	**527**
Dont (en %)		
Actions	31 %	33 %
Obligations monétaires	69 %	67 %
Autres actifs de couverture	**14**	**15**

28.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2,30 % au 31 décembre 2022 (1,70 % au 31 décembre 2021) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,23 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 1,72 % pour 2022 (1,29 % pour 2021) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,45 % pour 2022 (1,06 % pour 2021).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,90 % au 31 décembre 2022 (1,30 % au 31 décembre 2021). La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2022.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 2,30 % (1,70 % au 31 décembre 2021).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 3,7 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les accords de revalorisations salariales signés en 2022 ont été pris en compte pour le calcul des engagements. Pour les exercices 2024 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Note 29 Provisions pour autres charges et passifs éventuels

29.1 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dotations Exploitation	Reprises Suite à utilisation	Reprises Sans objet	Autres	31/12/2022
Provisions pour charges relatives :						
• au personnel	36	29	(23)	(2)	-	40
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	281	14	(0)	(4)	(13)	278
• aux autres charges *	1 107	3 558 *	(3 277) *	(15)	-	1 373
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**1 424**	**3 601**	**(3 300)**	**(21)**	**(13)**	**1 691**

* *Les provisions pour autres charges comprennent la comptabilisation d'une dotation de provision d'exploitation pour un montant de 2 749 millions d'euros de façon spécifique au 30 juin 2022 relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 19,5 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application. Cette provision a été reprise intégralement sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés (voir note 5 renvoi (2)).*
Au 31 décembre 2022, une provision pour charges a été enregistrée au titre de négociations en cours sur un contrat significatif (voir note 26.1).
Par ailleurs, au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC) (voir note 12). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.2).

29.2 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2022 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certaines provisions nucléaires de long terme. Par un jugement du 29 août 2022, le Tribunal administratif de Montreuil a validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

En exécution de ce jugement, la Société a décaissé 297 millions d'euros (voir note 13.2) et a fait appel de la partie défavorable de la décision.

Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de Commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvue en cassation. Le pourvoi a été rejeté par la Cour de cassation le 11 mai 2022.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1er juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de Commerce et dit n'y avoir lieu à référé, rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de Commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs, en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de Commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de Commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La procédure est toujours en cours.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, à TotalEnergies 53,93 millions d'euros et d'autre part, 1,77 million d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements.

La procédure est en cours.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,73 million d'euros et 2,36 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. La procédure est en cours.

Les autres procédures au fond sont toujours en cours.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures (plainte Engie, plainte Réseaux de chaleur, plainte Plüm, plainte Xélan) devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la procédure qui faisait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économie d'Énergie.

Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 29.1).

Suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019, la procédure porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Électricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une première notification de griefs, puis le 8 juillet 2022 une notification de griefs complémentaire. Ces envois marquent la première étape d'une procédure contradictoire. La rapporteure auprès de l'ADLC a adressé à EDF le 15 février 2023 son rapport en réponse aux observations produites par les parties. Les parties ont deux mois pour formuler leurs observations sur ce rapport. La procédure contradictoire se poursuivra en 2023, sans préjuger de son issue finale.

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les deux autres procédures.

En outre, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision le 1er mars 2022 devant la Cour d'appel de Paris et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'appel a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF, considérant que l'ADLC n'aurait pas dû notifier à EDF la décision rejetant la demande de l'ANODE. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF, certains sont actuellement en cours.

Note 30 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2022	Montant brut au 31/12/2021
Dettes					
Emprunts obligataires	2 000	11 725	34 489	48 214	47 572
Emprunts et dettes auprès des établisssements de crédit	350	15 875	1 450	17 675	1 391
Autres emprunts	19 953	6	1	19 960	6 812
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	-	5	22	27	26
• autres dettes	6 237	400	-	6 637	1 697
Dettes financières (voir note 31)	**28 540**	**28 011**	**35 962**	**92 513**	**57 498**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**8 164**	**-**	**-**	**8 164**	**7 499**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés (2)	16 690	-	53	16 743	10 996
Dettes fiscales et sociales (3)	6 697	-	-	6 697	8 630
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 244	-	-	2 244	2 070
Comptes créditeurs (4)	25 374	4	3 157	28 535	18 619
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**51 005**	**4**	**3 210**	**54 219**	**40 315**
Instruments de trésorerie (5)	**2 739**	**889**	**806**	**4 434**	**4 239**
Produits constatés d'avance (6)	**533**	**926**	**1 490**	**2 949**	**3 075**
TOTAL DETTES	**90 981**	**29 830**	**41 468**	**162 279**	**112 626**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 7 423 millions d'euros au 31 décembre 2022 (7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(2) La hausse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix.

(3) Au 31 décembre 2022, ce poste inclut un montant de 60 millions d'euros au titre de la TICFE-CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 457 millions d'euros au 31 décembre 2021). Cette variation s'explique par la baisse de la TICFE-CSPE appliquée depuis le 1er février 2022 à tous les consommateurs au TRVE et en offres de marché, dans le cadre du bouclier tarifaire (voir note 3.1).

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2022, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 6 074 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et mises en pension de titres d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (1 734 millions d'euros au 31 décembre 2022 contre 2 691 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(6) Au 31 décembre 2022, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF concernant les centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 777 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF au titre de l'année 2022 s'élève à 808 millions d'euros. Elles s'élevaient à 5 472 millions d'euros au titre de 2021. Les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont en effet considérablement diminué pour atteindre un montant négatif en 2022 du fait du niveau des prix de marché très élevés qui se sont trouvés de façon générale très supérieurs au coût d'achat des obligations pour EDF. *A contrario* les charges de service public à couvrir en 2022 intègrent un montant de 1 571 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals mise en place par les Pouvoirs Publics dans le cadre des boucliers tarifaires électricité et gaz (voir note 3.1).

Les montants encaissés sur l'année 2022 en provenance du Budget Général de l'État s'établissent à 6 602 millions d'euros (ce montant intègre un versement de 141 millions d'euros au titre des charges prévisionnelles 2022 du bouclier tarifaire gaz).

Ces compensations reçues de l'État en 2022 définies dans la loi de finances 2022 étaient assises sur la base des prix de marché 2021 et sont donc *in fine* bien supérieures aux charges de service public à couvrir au titre de 2022.

Au 31 décembre 2022, EDF constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 6 074 millions d'euros (contre 294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Note 31 Dettes financières

Principes et méthodes comptables

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des OCEANEs réalisée en septembre 2020, EDF a décidé d'appliquer pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2021	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2022
Emprunts en euros	3 232	-	(350)	-	-	2 882
Emprunts en devises	11 028	-	-	541	-	11 569
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	18 183	3 000	(2 010)	-	-	19 173
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	15 129	-	(464)	(75)	-	14 590
Emprunts obligataires [1]	**47 572**	**3 000**	**(2 824)**	**466**	**-**	**48 214**
Emprunts long terme en euros	1 391	13 900	(149)	-	-	15 142
Emprunts long terme en devises	-	2 300	-	33	-	2 333
Emprunts court terme en euros	-	200	-	-	-	200
Emprunts auprès des établissements de crédit [2]	**1 391**	**16 400**	**(149)**	**33**	**-**	**17 675**
Titres de créances négociables en euros	4 462	5 136	-	-	-	9 598
Titres de créances négociables en devises	645	452	-	(9)	-	1 088
Emprunts contractuels à caractère financier	1 705	23 989	(16 417)	(3)	-	9 274
Autres emprunts [3]	**6 812**	**29 577**	**(16 417)**	**(12)**	**-**	**19 960**
Total emprunts	**55 775**	**48 977**	**(19 390)**	**487**	**-**	**85 849**
Avances sur consommation	**26**	**-**	**-**	**-**	**1**	**27**
Autres dettes financières diverses	785	3 667	(298)	409	1 149	5 712 [4]
Comptes bancaires créditeurs	91	-	-	-	(54)	37
Débits bancaires différés	8	-	-	-	10	18
Intérêts à payer	813	-	-	-	57	870
Total autres dettes financières diverses	**1 697**	**3 667**	**(298)**	**409**	**1 162**	**6 637**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**57 498**	**52 644**	**(19 688)**	**896**	**1 163**	**92 513**

(1) L'augmentation du poste résulte de l'émission d'obligations sénior multi-tranches, dont une verte, pour un montant de 3 000 millions d'euros (voir note 2.2.4), partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour un montant de (2 824) millions d'euros et un effet change pour un montant de 466 millions d'euros.

(2) Ils comprennent des tirages sur des lignes de crédit bilatérales conclues sur le premier semestre 2022 pour un montant de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards de dollars (soit 2 milliards d'euros) (voir note 2.2.2) ainsi que 3,1 milliards d'euros (voir notes 2.2.5 et 2.2.6) conclus sur le second semestre 2022. Ils comprennent par ailleurs des tirages sur des lignes de crédit accordées par la BEI à EDF (voir note 2.2.3), retournés ensuite vers Enedis pour un montant de 800 millions d'euros en nominal.

(3) La variation s'explique par 5 579 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements (contre une variation de 2 822 millions d'euros sur l'exercice 2021) et 7 569 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie encaissée.

(4) Elles comprennent principalement 1 966 millions d'euros (2 098 millions d'USD au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2023 sur la souche 2013), faisant suite au reclassement opéré par EDF des « autres fonds propres » en « dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement (voir note 2.2.7 et note 23). Elles intègrent également un montant de 3,6 milliards d'euros, au titre de dépôts de garantie reçus par EDF, nécessaires à la réalisation de transactions sur le marché des obligations d'achats.

31.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
TOTAL I – EUROS		**55 993**		**65**		**22 572**		**78 565**	**100**	**92**
CHF	550	559	2	1	(550)	(559)	-	-	-	-
GBP	6 985	7 875	26	9	(2 600)	(2 931)	4 385	4 944	68	6
HKD	2 416	291	1	-	(2 416)	(291)	-	-	-	-
JPY	213 569	1 521	5	2	(175 000)	(1 244)	38 569	277	4	-
NOK	1 000	95	-	-	(1 000)	(95)	-	-	-	-
USD	20 815	19 515	66	23	(18 615)	(17 452)	2 200	2 063	28	2
TOTAL II – AUTRES DEVISES		**29 856**	**100**	**35**		**(22 572)**		**7 284**	**100**	**8**
TOTAL I+II		**85 849**		**100**		**-**		**85 849**		**100**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 33.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

31.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021	Montants	Montants	% 31/12/2022	% 31/12/2021
Emprunts Long Terme et EMTN	49 950			(21 932)	28 018		
Emprunts Court Terme	13 338				13 338		
Dette à taux fixe	**63 288**	**74**	**99**	**(21 932)**	**41 356**	**49**	**70**
Emprunts Long Terme et EMTN	15 739			21 932	37 671		
Emprunts Court Terme	6 822				6 822		
Dette à taux variable	**22 561**	**26**	**1**	**21 932**	**44 493**	**51**	**30**
TOTAL	**85 849**	**100**	**100**	**-**	**85 849**	**100**	**100**

Note 32 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2022 un gain latent de change de 575 millions d'euros (260 millions d'euros au 31 décembre 2021) dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps* et 301 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des *cross currency swaps*.

Autres informations

Note 33 Instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

33.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2022		31/12/2021	
	À recevoir	À livrer	À recevoir	À livrer
(en millions d'euros)	Notionnel	Notionnel	Notionnel	Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	16 196	16 196	9 323	9 323
USD	4 335	4 335	3 576	3 576
GBP	3 794	3 794	4 481	4 481
Sous-total	**24 325**	**24 325**	**17 380**	**17 380**
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	47 257	42 586	41 265	33 057
CAD	168	391	136	374
USD	28 772	27 583	23 312	25 286
GBP	11 990	16 577	9 354	14 199
CHF	255	557	142	404
ILS	757	757	440	554
PLN	206	250	213	253
JPY	388	851	123	741
CNY	1 095	1 095	1 075	797
MXN	128	128	105	105
Autres	534	644	249	347
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	3 785	36 262	3 821	35 196
JPY	1 244	57	1 051	61
USD	18 143	1 891	17 118	1 812
GBP	17 298	2 208	17 505	2 334
CHF	559	-	532	-
ILS	77	77	90	90
PLN	10	24	12	21
NOK	95	-	100	-
HKD	291	-	274	-
Sous-total	**133 052**	**131 938**	**116 917**	**115 631**
3 - *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**-**	**-**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**157 377**	**156 263**	**134 297**	**133 011**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	5 392	5 392	7 168	7 168
Charbon *(en millions de tonnes)*	-	0	-	-
Produits électricité *(en TWh)*	15	11	-	-

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2022 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

33.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2022	2021
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux *	252	130
Instruments de change	(607)	511
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	730	739
Instruments de change	(95)	(82)

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

33.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2022 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• *Swaps* de taux	85	283
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	(242)	86
• *Cross Currency Swaps*	1 143	1 822
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits pétroliers	-	(15)
• Charbon	-	1
• Produits électricité	-	4 877
TOTAL	**986**	**7 054**

Note 34 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2022, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2022	31/12/2021
Engagements hors bilan donnés	**25 752**	**22 863**	**9 782**	**11 086**	**69 483**	**55 729**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	15 758	15 630	9 521	8 697	49 606	41 850
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	10 811	11 781	8 978	6 975	38 545	33 436
• Autres engagements liés à l'exploitation	4 947	3 849	543	1 722	11 061	8 414
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 722	3 394	253	32	6 401	6 503
Engagements liés aux opérations de financement	7 272	3 839	8	2 357	13 476	7 376
Engagements hors bilan reçus	**3 934**	**11 882**	**256**	**307**	**16 379**	**15 157**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 260	749	256	307	2 572	2 645
Engagements liés aux opérations d'investissement	40	39	-	-	79	73
Engagements liés aux opérations de financement	2 634	11 094	-	-	13 728	12 439

34.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

34.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2022	31/12/2021
Achats d'électricité et services associés	8 686	5 496	3 837	5 675	23 694	18 792
Achats de combustible nucléaire	2 125	6 285	5 141	1 300	14 851	14 644
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**10 811**	**11 781**	**8 978**	**6 975**	**38 545**	**33 436**

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 50 TWh pour l'exercice 2022 (54 TWh pour 2021), dont 6 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2021), 22 TWh au titre de l'éolien (25 TWh pour 2021), 13 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2021) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2021).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

34.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

34.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

34.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La hausse de ces engagements concerne principalement EDF Trading pour 2 841 millions d'euros (dont financement des appels de marge sur le marché de l'énergie pour 1 441 millions d'euros, et financement des obligations d'achats pour 1 400 millions d'euros), et EDF International pour 870 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

34.2 Engagements reçus

34.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

34.2.2 Engagements liés aux operations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

34.3 Autres natures d'engagements

34.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1er janvier 2020 (voir note 3.1).

34.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,7 million de tonne de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison est prévue à partir de 2026.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

Note 35 Informations concernant les entreprises et parties liées

35.1 Relations avec l'état et les sociétés participations de l'État

35.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 89,01 % du capital d'EDF au 31 décembre 2022. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires. Le 8 février 2023, l'AMF a publié le résultat de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français sur les titres de capital d'EDF, à la suite de la clôture de l'offre intervenue le 3 février 2023. À l'issue de l'offre, l'État français détiendra 95,82 % du capital et au moins 96,53 % des droits de vote et 99,96 % des OCEANEs EDF en circulation (voir note 2.2.9). Les conditions de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire sur les actions et les OCEANEs EDF sont désormais réunies. Comme indiqué dans un avis de l'AMF du 25 janvier 2023, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel de Paris statuant sur le recours, formé par le FCPE Actions EDF, Énergie En Actions et l'Association pour la défense des actionnaires minoritaires aux fins d'annulation de la décision de conformité de l'offre, l'État français a pris notamment l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant la décision de la Cour d'appel sur le recours au fond.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

35.1.2 Relations avec Engie

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, Engie a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux EnR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

Engie a mis en demeure les communes de Bastia et d'Ajaccio de notifier l'attribution des concessions avant le 31 juillet 2023. À défaut, ils mettront fin à l'exploitation du GPL en Corse.

35.1.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano.

Les transactions portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants sont en place entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 26.

Note 36 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2021 et 2022 se décompose comme suit :

(en euros)	2022	2021
Jean-Bernard LEVY, Président-Directeur Général [1]	407 333	453 660
Luc REMONT, Président-Directeur Général [2]	47 727	n.a
Administrateurs [3]	437 367 [4]	436 934 [5]

(1) Le Conseil d'administration réuni le 17 février 2022 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle de Jean-Bernard LEVY à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2022, identique à la rémunération fixe annuelle brute fixée pour l'exercice 2021. Le Président-Directeur Général a en outre bénéficié d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 18 novembre 2022 a décidé, sous réserve de la nomination de Luc REMONT en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République, intervenue le 23 novembre 2022, de fixer à 450 000 euros bruts sa rémunération fixe annuelle au titre de l'exercice 2022, calculée prorata temporis à compter de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret. Luc REMONT bénéficie par ailleurs d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(3) L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2022, identique à l'enveloppe annuelle qui avait été approuvée pour l'exercice 2021 par l'Assemblée générale du 6 mai 2021.

(4) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2022, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours des exercices 2021 et 2022, pour un montant total de 109 140 euros.

(5) Ce montant inclut des rémunérations versées en 2021, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021, pour un montant total de 35 505 euros.

Note 37 Évènements postérieurs à la clôture

Hormis l'émission d'obligations précisée ci-dessous, aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.9, 3.1, 22.1, 22.3, 29.2 et 35.1.1.

37.1 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling

Le 19 janvier 2023, EDF a lancé une émission d'obligations senior en 4 tranches, pour un montant nominal de 2 milliards d'euros et de 950 millions de livres sterling :

- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 9 ans avec un coupon fixe de 4,25 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 % ;
- obligation de 450 millions de livres sterling, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 5,5 % ;
- obligation de 500 millions de livres sterling, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,625 %.

Le règlement-livraison est intervenu le 25 janvier 2023, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2022

À l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Electricité de France SA (« EDF » ou « la Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2022, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2022 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 16 et 26 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2022, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 43 382 millions d'euros, dont 23 854 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 19 528 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 26 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers, d'inflation et d'actualisation. En particulier elles prennent en compte en 2022 les effets de la hausse du taux d'actualisation réel retenu et de la mise aux conditions économiques en lien avec le contexte inflationniste. Par ailleurs comme chaque année, les combustibles consommés augmentant les volumes à retraiter et les effets spécifiques des révisions des plannings ou de devis de déconstruction sont également reflétés dans les variations des provisions.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 26.6). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, impactée par la baisse des marchés financiers, d'un montant de 33 904 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 30 190 millions d'euros) au 31 décembre 2022, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter la charte d'investisseur responsable mise en place depuis 2020.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses de déconstruction de

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont les hypothèses intègrent les études menées en préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021 et dont le devis représente 21 381 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 125 millions d'euros en valeur actualisée (note 26.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 26.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 16 (Principes et méthodes comptables – Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille).

retraitement des combustibles usés, et de stockage, de coûts, d'incertitudes et d'aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;

- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macroéconomiques et techniques (note 26.5.3).

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-6 du Code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacré au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-4, L. 22-10-10 et L. 22-10-9 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribuées aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans la périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du Commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société Electricité de France SA par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour le cabinet Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2022, le cabinet KPMG SA était dans la 18e année de sa mission sans interruption et le cabinet Deloitte & Associés dans la 21e année sans interruption, dont pour les deux, 18 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de la Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son

opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822 10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 16 février 2023

Les Commissaires aux comptes

KPMG SA		Deloitte & Associés	
Marie Guillemot	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2019	3 050 969 626	0,15 [2]	456 888 323,70 [2]	17 décembre 2019
2020	3 099 923 579	0,21 [3]	652 259 998,76 [4]	7 juin 2021
2021	3 736 934 708	0,58 [5]	1 997 314 793,63 [6]	13 juin 2022

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) L'acompte sur dividende 2019 de 456 888 323,70 euros versé le 17 décembre 2019, est composé de 429 635 913,60 euros versés en actions nouvelles et 27 252 346,20 euros versés en numéraire et 63,90 euros de soulte.

(3) Soit un montant de 0,231 euros en 2020 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Le solde du dividende 2020, d'un montant de 652 259 998,76 euros versé le 7 juin 2021 est composé de 616 146 887,12 euros versés en actions nouvelles et 36 113 111, 64 euros versés en numéraire.

(5) Soit un montant de 0,638 en 2021 pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(6) Dont 947 074 231,20 euros versés le 2 décembre 2021 à titre d'acompte sur le dividende 2021 composé de 898 992 407,92 euros versés en actions nouvelles, 48 081 668,10 euros versés en numéraire et 155,18 euros de soulte. Le solde du dividende 2021, d'un montant de 1 050 240 562,43 versé le 13 juin 2022, est composé de 978 699 524,40 euros versés en actions nouvelles, 71 540 908,35 euros versés en numéraire et 129,68 euros de soulte.

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 n'a voté aucune distribution d'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2022.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 16 février 2023, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et qui se tiendra le 14 juin 2023, l'absence de distribution de dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2022	2021	2020	2019	2018
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 944	1 619	1 550	1 552	1 505
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 887 718 420	3 238 676 748	3 099 923 579	3 103 621 086	3 010 267 676
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice					
(en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	87 129	53 001	44 315	46 155	44 874
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(22 745)	9 177	8 051	7 639	7 925
Impôts sur les bénéfices	(147) (2)	1 410	(406) (2)	605	(756) (2)
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(30 648)	1 457	222	1 593	1 591
Résultat distribué		1 997 (1)	652		934 (1)
Acompte sur résultat distribué		947		457	451
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	(5,81)	2,40	2,73	2,27	2,88
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(7,88)	0,45	0,07	0,51	0,53
Dividende attribué à chaque action		0,58 (1) (5)	0,21 (4)		0,31 (1) (3)
Acompte dividende attribué à chaque action		0,30	0	0,15	0,15
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	61 607	62 035	62 462	63 530	64 927
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 981	3 720	3 694	3 654	3 711
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 634	2 687	2 745	2 799	2 854

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 0,341 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Soit 0,231 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(5) Soit 0,638 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2022 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 pour les événements intervenus avant le 16 février 2023, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 16 février 2023, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1 du Code de commerce)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
(en millions d'euros)	**0 jour**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**	**0 jour**	**1 à 3 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**
(A)Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	125 102					4 360	3 892 244					8 660 891
Montant total des factures concernées (TTC)	5 742	34	7	2	8	51	1 463	387	92	55	692	1 226
% du montant total des achats de l'exercice	4,5	0	0	0	0	0						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							1,5	0,4	0,1	0,1	0,7	1,3
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues	0					0						
Montant total des factures exclues	0					0						
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code du commerce												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6

6.6.4 Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce

Au 31 décembre 2022, le Groupe a recensé 220 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales [1] d'EDF en dehors de France métropolitaine est la suivante :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint-Martin ;
- Saint-Denis de la Réunion ;
- Cayenne ;
- Pointe à Pitre ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi et Dubaï ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine : Taïshan ;
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar ;
- Nouvelle Calédonie ;
- Togo.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

6.7 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à six émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 10 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau Framework a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis une émission d'obligations vertes pour un montant de 2,4 milliards d'euros en septembre 2020, puis une émission d'obligations vertes pour un montant de 1,85 milliard d'euros en novembre 2021 [(1)]. Le Groupe a élargi le champ d'application de son *Framework* en juillet 2022, le renommant *Green Financing Framework* pour y inclure tout type de produit de financement, en plus des obligations. Ce Framework est compatible avec la taxonomie européenne, y compris avec l'acte délégué sur le nucléaire qui est entré en vigueur en juillet 2022. Le champ des investissements a également été élargi aux projets de distribution d'électricité et aux projets de production nucléaire. Dans ce cadre, EDF a réalisé une émission obligataire de 1,25 milliard d'euros en octobre 2022.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [(2)] à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Bond Framework* EDF de janvier 2020, disponible sur la page Finance durable du site Internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2022.

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses émissions de *Green Bonds*, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements de certains Projets Éligibles (ci-après les « Projets Éligibles ») :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements dans les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde, la modernisation et l'automatisation, et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance) ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de station de chargement pour véhicules électriques ;
- les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement ;
- les projets de distribution d'électricité dont les investissements dans le réseau de distribution connecté au système européen, les raccordements des installations de production d'énergie renouvelable, les infrastructures soutenant l'électrification des transports (y compris les points de charge de véhicules électriques) et les compteurs intelligents.
- les projets de production nucléaire : les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment la recherche et développement, la démonstration et le déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie provenant de processus nucléaires avec un minimum de déchets provenant du cycle du combustible, les projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes pour la construction et la sécurité l'exploitation sûre des centrales et pour l'extension de la durée de vie des réacteurs existants.

Le *Green Bond Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un *Green Bond,* dans un de délai de 3 années précédant l'émission du *Green Bond* (clause de *look back*). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité environnementaux et sociaux [(3)] (« critères E&S ») précisé dans l'Annexe 1 du *Green Bond Framework*. Cette évaluation s'articule autour de 6 volets, notamment (1) le respect de critères éthiques, transparents et durables au regard des ressources humaines ; (2) le suivi de l'impact environnemental du projet ; (3) la promotion de la santé sécurité des métiers ; (4) des relations responsables auprès des fournisseurs ; (5) l'engagement d'organiser une concertation autour de chaque nouveau projet ; (6) le respect des critères de taxonomie.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond*.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de Deloitte (Commissaire aux Comptes) selon les exigences du *Green Bond Framework*. Sur cette base, les Directions Financières des entités du Groupe concernées désignent les Projets Éligibles financés.

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les Directions Financières des entités notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires à couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

(1) EDF a réalisé une émission de *Green Bond* de 1,75 milliard d'euros le 29 novembre 2021 qui a fait l'objet d'un abondement de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021.

(2) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en juin 2018, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles

(3) Les critères E&S de chaque catégorie de projet sont présentés en annexe des *Green Bond Frameworks* EDF de septembre 2016 et janvier 2020.

Reporting

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre du premier *Green Bond* émis par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015. Celle des fonds levés dans le cadre du deuxième *Green Bond* émis en octobre 2015 (1,25 milliard de dollars US) s'est achevée fin 2017. Celle des fonds levés dans le cadre du troisième *Green Bond* émis en octobre 2016 (1,75 milliard d'euros) s'est achevée fin 2019. Celle des fonds levés dans le cadre du quatrième *Green Bond* émis en janvier 2017 (26 milliards de yens levés en deux tranches) s'est achevée mi-2020. Celle des fonds levés dans le cadre du cinquième *Green Bond* émis en septembre 2020 (2,4 milliards d'euros) s'est achevée fin 2021.

Les fonds levés en novembre 2021 à hauteur de 1,75 milliard d'euros dans le cadre du sixième *Green Bond* émis par EDF, augmenté de 100 millions d'euros dans le cadre d'un abondement réalisé en décembre 2021, qui a généré un produit net de 1,8 milliard d'euros, a été alloués à des Projets Éligibles ou investis dans un portefeuille dédié de trésorerie.

Les fonds levés en octobre 2022 à hauteur de 1,25 milliard d'euros dans le cadre du septième *Green Bond* émis par EDF ont été alloués à des projets de distribution d'électricité.

Bilan au 31 décembre 2022 de l'allocation des fonds levés	Nominal à l'émission	Fonds alloués au 31/12/2022	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds Green Bond	Part des montants d'investissement financée par fonds Green Bond
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	*dont capacités renouvelables 1,4 Md€*	13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$	*dont capacités renouvelables 1,25 Md$*	7 (1) (2)	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1,75 Md€	*dont capacités renouvelables : 1 248 M€*	10 (2) (3)	54 %
			dont projets hydroélectriques : 502 M€	600 opérations	100 %
Green Bond n° 4 – janvier 2017	26 000 M¥	26 000 M¥	*dont capacités renouvelables : 14 021 M¥*	7 (3)	15 %
			dont projets hydroélectriques : 11 979 M¥	207 opérations	87 % (4)
Green Bond n° 5 – septembre 2020	2,4 Md€	2,6 Mds€ (6)	*dont capacités renouvelables : 2 421 M€ (dont 1 461 M€ en look back)*	32 projets (3) + 3 rachats de portefeuille	78 %
			dont projets hydrauliques : 110 M€	153 opérations (5)	100 %
			dont projets biodiversité, portés par EDF Hydro : *28 M€ (dont 16 M€ en look back)*	39 projets	100 %
Green Bond n° 6 – novembre 2021	1,85 Md€	1,139 Md€	*dont capacités renouvelables : 1 Md€*	4	60 %
			dont projets hydroélectriques : 189 M€	272	98 %
			dont projets biodiversité : 23 M€	14	
Green Bond n° 7 – octobre 2022	1,25 Md€	1,25 Md€	*dont projets de distribution d'électricité :1,25 Md€ (en look back)*	Projets détaillés dans le tableau ci-dessous	100 %

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les Green Bonds 1 et 2.
(2) Dont le projet Red Pine, financé par les Green Bonds 2 et 3.
(3) Dont les projets Milligan et Las Majadas, financés par les Green Bonds 3, 4 et 5 et le projet Big Beau Solar financé en partie par l'opération de prêt de titre durable : un contrat de REPO green evergreen a été signé le 01/10/2021 avec BNP pour 50 000 000 EUR. Ce contrat green a été mis en place pour financer la partie du projet « Big Beau » d'EDF EN FUNDING excédentaire par rapport aux proceeds de l'émission 5. Il sera refinancé par le Green Bond 6.
(4) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du projet Romanche-Gavet.
(5) Dont 31 opérations déjà financées en partie par un précédent Green Bond.
(6) La prime d'émission du Green Bond n° 5 a permis à EDF de recevoir un montant total de 2 559 M€.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2022 dans le cadre des émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2), octobre 2016 (GB3), janvier 2017 (GB4), septembre 2020 (GB5) et novembre 2021 (GB6) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
CID Solar	Solaire PV, 27 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MW	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3
Valentine Solar	Solaire PV, 135 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB3
Glaciers Edge	Éolien terrestre, 203 MW	États-Unis (Iowa)	En service	GB3
Milligan	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nebraska)	En service	GB3, GB4 et GB5
Las Majadas	Éolien terrestre, 273 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB3, GB4 et GB5
Maverick 1	Solaire PV, 180 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Maverick 4	Solaire PV, 132 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest	Solaire PV, 114 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Desert Harvest 2	Solaire PV, 111 MW	États-Unis (Californie)	En service	GB5
Coyote	Éolien terrestre, 242 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB5
Champagne Picardie	Éolien terrestre, 73 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Les Taillades	Éolien terrestre, 27 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Pays d'Anglure	Éolien terrestre, 22 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Montagne Ardéchoise	Éolien terrestre, 16 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Blyth	Éolien en mer, 42 MW	Royaume-Uni	En service	GB5 (*look back*)
Mashabai Sadeh	Solaire PV, 60 MW	Israël	En service	GB5 (*look back*)
Romney	Éolien terrestre, 60 MW	Canada (Ontario)	En service	GB5 (*look back*)
Courant-Nachamps	Éolien terrestre 21 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Demange	Éolien terrestre 20 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Faydunes	Éolien terrestre 14 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Joncels Futuren	Éolien terrestre 6 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Coteaux	Éolien terrestre 38 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Mazurier	Éolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Mottenberg	Éolien terrestre 15 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Espiers	Éolien terrestre 18 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Clanlieu	Éolien terrestre 13 MW	France	En service	GB5 (*look back*)
Luxel	Portefeuille de projets solaires	France	En service	GB5 (*look back*)
NnG	Éolien en mer, 450 MW	Royaume-Uni	En service	GB5 (*look back*)
Atlantic Offshore	Éolien en mer, jusqu'à 2,3 GW	États-Unis (New Jersey)	En service	GB5 (*look back*)

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Gorzyca	Éolien terrestre 24 MW	Pologne	En service	GB5
Parnowo	Éolien terrestre 12,5 MW	Pologne	En service	GB5
Ustka	Éolien terrestre 28,6 MW	Pologne	En service	GB5
Roussac	Éolien terrestre 16,5 MW	France	En service	GB5
Big Beau	Solaire 166 MW	États-Unis	En service	GB5
King Creek 1	Éolien terrestre 184,4 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
King Creek 2	Éolien terrestre 209 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB6
Arrow Canyon	Solaire et stockage 364,8 MW	États-Unis (Nevada)	En service	GB6
Fox Squirrel	Solaire 753 MW	États-Unis (Ohio)	2024	GB6

Les Projets Éligibles sélectionnés par Luminus pour un financement au 31 décembre 2022 dans le cadre des émissions de *Green Bond* de janvier 2017 (GB4) et de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
Geel-West	Éolien terrestre, 11 MW	Belgique	En service	GB4
Villers 4	Éolien terrestre, 45 MW	Belgique	En service	GB4
Turnhout	Éolien terrestre, 12 MW	Belgique	En service	GB4
Monsin	Hydroélectrique, 18 MW	Belgique	En service	GB4
Tinlot	Éolien terrestre, 10 MW	Belgique	En service	GB5
Lommel	Éolien terrestre, 17 MW	Belgique	En service	GB5

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF ENR pour un financement au 31 décembre 2022 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* de septembre 2020 (GB5) sont :

Projets	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
ITER	Ombrière PV, 2 MW	France	En service	GB5
Bugey RTE	*Ombrière PV, 4 MW*	*France*	*En service*	*GB5*

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2022 dans le cadre des émissions de *Green Bond* d'octobre 2016, janvier 2017, septembre 2020 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée *(GW)*	Montant *(M€)*
Rénovation et maintenance lourde	586	9,6	342
Modernisation et automatisation	309	15,9	80
Développement d'ouvrages existants	33	1,2	277
TOTAL (HORS DOUBLONS)	928	17,1	699

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro (hors projets de biodiversité, qui sont présentés plus bas) pour un financement au 31 décembre 2022 dans le cadre de l'émission de novembre 2021 se décomposent comme suit :

Projets	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée *(GW)*	Montant *(M€)*
Rénovation et maintenance lourde	249	11,4	164
Modernisation et automatisation	15	2,3	17
Développement d'ouvrages existants	8	0,5	8
TOTAL (HORS DOUBLONS)	272	11,9	189

Impact des Projets Éligibles financés

Les tableaux ci-dessous présentent les principaux impacts associés aux projets ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- Pour les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, de préservation de la biodiversité :
  - la capacité de production d'électricité, construite dans le cadre de chaque projet ;
  - la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ;
  - les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques ; et
- Pour les projets de réseau de distribution :
  - le nombre de kilomètres de lignes installées ;
  - le nombre de raccordements d'infrastructures de recharges ;
  - le nombre de nouveaux compteurs posés ; et
  - la capacité renouvelable raccordée.

Projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

		Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2022 *(en MW)*		**Production attendue** *(en TWh/an)*		**Émissions de CO_2 évitées attendues** *(en Mt/an)*	
		Brute (1)	**Nette** (2)	**Brute** (1)	**Nette** (2)	**Brutes** (1)	**Nettes** (2)
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 529	976	6,0	4,1	2,21	1,55
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 107	815	4,6	3,3	2,53	1,83
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	1 450	962	5,3	3,5	2,42	1,61
	EDF Hydro	903	903	0,2 (3)	0,2 (3)	0,01 (3)	0,01 (3)
Green Bond n° 4 – janvier 2017	EDF Renouvelables + Luminus	137	86	0,4	0,26	0,17	0,12
	EDF Hydro + Luminus	142	133	0,1	0,05	0,01	0,01
Green Bond n° 5 – septembre 2020	EDF Renouvelables + EDF ENR + Luminus	1 762	1 412	4,7 (4)	3,6 (4)	1,86 (4)	1,35 (4)
	EDF Hydro	123	123	0,03	0,03	0,001	0,001
Green Bond n° 6 – octobre 2021	EDF Renouvelables	1 511	895	3,4	2,3	1,33	0,88
	EDF Hydro	430	422	0,02	0,02	0,001	0,001
TOTAL		**9 076**	**6 727**	**24,75**	**17,32**	**10,54**	**7,36**

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant.
(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant.
(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet.
(4) N'inclut pas les acquisitions.

Projets de préservation de la biodiversité :

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'United States Environmental Protection Agency (EPA eGRID 2018) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2019) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2019) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Biodiversité

Le tableau ci-dessous présente les principaux indicateurs de suivi associés aux projets de biodiversité ayant bénéficié d'un financement Green Bond. L'intégralité de ces projets a été portée par EDF Hydro.

Année(s)	Montant financé *(en millions d'euros)*	Catégorie du green bond framework	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2022	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	4		8
			Suivis écologiques volontaires	1	Nombre d'espèces inventoriées	96 [3]
			Plan de gestion (essartement)	1	Surface concernée (ha)	340
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	2	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
2021	11	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	5
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	7		11
2020	12	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	4	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	17		17
			Partenariats biodiversité	7	Nombre d'espèces ciblées par les partenariats	20
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3

Année(s)	Montant financé *(en millions d'euros)*	Catégorie du green bond framework	Type de projet	Nombre de projets considérés [1]	Indicateur	Valeur d'indicateur
2017 – 2019 (financé par le Look Back)	16	a. Projets et/ou installations intégrant les principes de la séquence « éviter, réduire et compenser » (*mitigation hierarchy*) liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité.	Mise en conformité des débits réservés [2]	7	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	6
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques) [2]	22		16
		b. Restauration et/ou « renaturation » de sites	Renaturation/ restauration dont Services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	190
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	3

(1) 19 projets figurent à la fois dans le reporting d'impact du Look Back et dans celui de l'exercice 2020.
(2) Un projet au barrage d'Esterre dispose des éléments de la mise en conformité des débits réservés et de la continuité écologique ; il est donc compté pour le calcul des indicateurs de ces deux types de projets.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- **L'indicateur *nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet*** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois ;
- **L'indicateur *nombre d'espèces ciblées par les partenariats*** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique ;
- **L'indicateur *surface concernée*** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

Projets de distribution d'électricité :

		Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total
Green bond n° 7 – octobre 2022	Enedis	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	11 938
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	5 181
			Nombre d'installations raccordées	100 444
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système Européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	2 950
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*1 350*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	5 488 000

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.

Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2022, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016, du 26 janvier 2017, du 8 septembre 2020 et du 29 novembre 2021 et de l'opération de pension livrée dite "green repo" du 29 septembre 2021

Exercice clos le 31 décembre 2022

Au président – Directeur général,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société Electricité de France S.A. (la « Société »), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2022, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bond » (Les « Emissions GB ») 25 novembre 2013 pour un montant de 1,4 milliard d'euros (l' "Emission GB 1"), du 8 octobre 2015 pour un montant de 1,25 milliard de dollars américains (l' "Emission GB 2"), du 11 octobre 2016 pour un montant de 1,75 milliard d'euros (l' "Emission GB 3"), du 26 janvier 2017 pour un montant de 26 milliards de yens (l' "Emission GB 4"), du 8 septembre 2020 pour un montant de 2,4 milliards d'euros (l' "Emission GB 5") et du 29 novembre 2021 pour un montant de 1,75 milliard d'euros (l' "Emission GB 6") et (ii) de l'opération de pension livrée verte dite "green repo" signée le 29 septembre 2021 pour un montant de 50 millions d'euros (l' "Emission Green Repo", et avec les Emission GB, les "Emissions") figurant dans le document ci-joint intitulé « *Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bond) émises par EDF* » (le **«** Contrats d'Emission GB **»**)
- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Eligibles") ;

Les Informations ont été préparées dans le contexte des émissions obligataires « Green Bond » du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016, du 26 janvier 2017, du 8 septembre 2020 et du 29 novembre 2021 (les "Offres d'Obligations Vertes"), de l'opération de pension livrée verte dite « Green repo » du 29 septembre 2021 (« l'Emission Green Repo ») et du cadre des obligations vertes défini par l'entité ("Green Bond Framework EDF").

Conclusion d'assurance modérée

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie " Nature et étendue des travaux ", et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations ont été établies dans tous leurs aspects significatifs conformément au Green Bond Framework EDF et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation de l'information ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par les Contrats d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans les Contrats d'Emission GB.

Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les contrats d'Emission Green Bond et le Green Bond Framework EDF ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance modérée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés :
- partager notre conclusion avec le management de la Société.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission ;
- nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation ;
- nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO2 évitées.

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.822-11 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IEASB (International Ethics Standard Board for Accountants).

Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée sur les Informations.

Pour les Informations ci-dessus nous avons :

- vérifié la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- pris connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifié la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission et dans le *Green Bond Framework EDF* ;

- vérifié la correcte ségrégation des fonds levés lors des Emissions et leur allocation exclusive à des Projets Eligibles ;
- vérifié la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- effectué les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 ;

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance modérée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 13 mars 2023,

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Christophe Patrier

Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2022, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire « Green Bond » du 5 octobre 2022

Exercice clos le 31 décembre 2022

Au président – Directeur général,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société Electricité de France S.A. (la « Société »), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2022, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire « Green Bond » du 5 octobre 2022 d'un montant de 1,25 milliard d'euros, figurant dans le document ci-joint intitulé « *Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bond) émises par EDF* » (le **«** Contrat d'Emission GB **»**)
- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Eligibles") ;

Les Informations ont été préparées dans le contexte de l'émission obligataire « Green Bond » du 5 octobre 2022 (les "Offres d'Obligations Vertes") et du cadre des obligations vertes défini par l'entité et mis à jour en 2022 ("Green Bond Framework EDF").

Conclusion d'assurance modérée

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie " Nature et étendue des travaux ", et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations ont été établies dans tous leurs aspects significatifs conformément au Green Bond Framework EDF et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation de l'information ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par le Contrat d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans le Contrat d'Emission GB.

Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les contrats d'Emission Green Bond et le Green Bond Framework EDF ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance modérée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- de formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés :
- -de partager notre conclusion avec le management de la Société.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission ;
- nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation ;

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.822-11 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IEASB (International Ethics Standard Board for Accountants).

Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée sur les Informations.

Pour les Informations ci-dessus nous avons :

- vérifier la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission et dans le *Green Bond Framework EDF* ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Emissions et leur allocation exclusive à des Projets Eligibles ;
- vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 ;

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance modérée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 13 mars 2023

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Christophe Patrier

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 572

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 572
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés et code APE 572
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 572
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 572
7.1.5 Litiges 572
7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public 573

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 575

7.2.1 Objet social 575
7.2.2 Exercice social 575
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 575
7.2.4 Droits attachés aux actions 575
7.2.5 Cession et transmission des actions 576
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 576
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 576
7.2.8 Assemblées générales 576
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel 577
7.2.10 Franchissements de seuils 577

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 578

7.3.1 Montant et évolution du capital social 578
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 579
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 581
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 582
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 582
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 583
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 583
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 584
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 584
7.3.10 Dialogue actionnarial 585

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 585

7.4.1 Année 2022 586
7.4.2 Année 2023 586

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 586

7.5.1 Opérations avec des apparentés 586
7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 587
7.5.3 Procédure sur les conventions courantes 590

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 590

7.6.1 Contrats importants conclus en 2022 590
7.6.2 Contrats importants conclus en 2021 590
7.6.3 Contrats importants conclus en 2020 590

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8e, 22-30, avenue de Wagram.

Le numéro de téléphone est + 33 (0) 1 40 42 22 22.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés et code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 3511Z.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformée en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret d'application du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans la note 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (section 6.1) ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2022.

Enquête AMF

Dans le cadre d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013, l'AMF a notifié à EDF deux griefs le 5 avril 2019, qu'EDF a contesté. La Commission des sanctions de l'AMF a prononcé le 28 juillet 2020 des sanctions pécuniaires respectives de cinq millions d'euros à l'encontre de la société EDF au titre d'un manquement de diffusion d'informations fausses ou trompeuses dans le cadre de la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C à l'occasion du communiqué de presse en date du 21 octobre 2013 et intitulé « Accord sur les termes commerciaux des contrats relatifs au projet de centrale nucléaire Hinkley Point C ».

La Commission des sanctions a en revanche écarté tout manquement à l'obligation de communiquer dès que possible une information privilégiée relative à la décision d'EDF de poursuivre le projet Hinkley Point C dans le cadre de la consolidation par intégration globale dans les comptes du Groupe, communiquée au marché le 21 septembre 2015, mettant ainsi hors de cause, sur ce point, tant la société EDF que son Président-Directeur Général en fonction.

Le 5 octobre 2020, EDF a formé un recours à l'encontre de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris au titre du seul grief retenue contre elle. À la suite du recours formé par EDF, le Président de l'AMF a également formé le 3 décembre 2020 un recours incident à l'encontre de la décision de la Commission des sanctions, aux termes duquel il sollicite que le montant de la sanction pécuniaire supportée par EDF soit porté à 8 millions d'euros. Toutefois, le recours incident du Président de l'AMF ne conteste pas la décision de la Commission des sanctions en ce qu'elle a écarté le second grief. La décision de la Commission des sanctions sur ce point est donc désormais définitive.

Par décision du 30 juin 2022, la Cour d'appel de Paris a (i) annulé la décision de la commission des sanctions du 28 juillet 2020, sauf en ce qu'elle a mis hors de cause le Président-Directeur Général en fonction à date de la procédure et (ii) rejeté le recours incident formé par le Président de l'Autorité des marchés financiers.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées entre 2016 et 2017 à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Dans deux décisions rendues le 25 avril 2022, le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CORDiS) a sanctionné EDF à hauteur de 500 000 euros, pour (i) avoir attendu la décision de l'ASN pour publier une information sur l'indisponibilité de certains actifs de production, en l'espèce avec un jour de retard et (ii) avoir réalisé, sur cette journée, des opérations sur le marché sur la base de cette information avant sa publication ; et EDFT à hauteur de 50 000 euros au titre d'une erreur opérationnelle, constitutive d'une manipulation de marché. En l'absence de recours formé à leur encontre, ces décisions sont devenues définitives.

Par ailleurs, l'autorité néerlandaise de la concurrence (ACM) compétente pour l'application du règlement REMIT aux Pays-Bas a procédé le 26 mars 2019 à l'ouverture d'une enquête concernant la disponibilité de la centrale de Sloe (CCG basé aux Pays-Bas). et a transmis à EDF et EDFT une notification des griefs le 19 novembre 2020. Par une décision en date du 27 mai 2022, l'ACM a définitivement clos l'enquête ouverte à l'encontre d'EDF et EDFT.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production.

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté…) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Enquêtes ADLC

1. Décision du 22 février 2022 de l'ADLC condamnant EDF

Le 22 février 2022, l'Autorité de la concurrence (« ADLC ») a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. Dans cette décision, qui fait suite à une plainte introduite en 2017 par la société Engie (voir note 17.3 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2022 en section 6.1), l'ADLC reproche à EDF d'avoir utilisé les données issues des fichiers de ses clients éligibles au TRV, ainsi que les infrastructures commerciales dédiées à la gestion des contrats au TRV, afin de développer la commercialisation d'offres de marché de gaz et de services énergétiques.

EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRV Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRV Bleu et des clients et prospects en offres de marché.

2. Recours devant la Cour d'appel de Paris contre la décision du 18 janvier 2022 de l'ADLC

Comme indiqué dans la note 17.3 de l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (voir section 6.1), l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC avait toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a finalement fait appel de la décision de l'Autorité le 1er mars 2022 et, en parallèle, EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la Cour d'appel de Paris a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF. EDF a déposé, le 30 novembre 2022, un pourvoi en cassation relatif à cette décision d'irrecevabilité de la Cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est toujours en cours.

Arbitrage CGN

Dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan d'une capacité de deux fois 1 750 MW, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd, Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd (ensemble CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

La sentence est attendue en 2023.

Contentieux des 20 TWH additionnels d'électricité mis à disposition des fournisseurs alternatifs à un prix de 46,20 €/MWh pour la période avril-décembre 2022

Le 13 janvier 2022, le Gouvernement a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier de ces volumes additionnels au prix de 46,20 €/MWh, les fournisseurs éligibles doivent vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur est cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrées entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022).

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'Etat dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'Etat un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés.

En parallèle, EDF a adressé à la Première Ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place du dispositif gouvernemental en cause, évalué à fin juin 2022 à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'Etat dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'Etat de ses préjudices au titre du dispositif.

Par une décision rendue le 3 février 2023, le Conseil d'Etat a rejeté ce recours d'EDF. La procédure indemnitaire engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'Etat des préjudices subis par EDF se poursuit.

Contentieux OPAS

Dans le contexte de l'Offre publique d'achat simplifiée (« OPAS ») sur les titres d'EDF déposée par l'État français auprès de l'AMF le 4 octobre 2022 stipulant un prix de 12 euros par actions et de 15,52 euros par OCEANEs, des associations de défense des intérêts des actionnaires minoritaires d'EDF ont initié plusieurs recours judiciaires.

Le 24 novembre 2022, le Conseil de surveillance du fonds commun de placement d'entreprise (« FCPE Actions EDF ») et Énergie En Actions ont introduit une action à bref délai au fond devant le Tribunal de commerce de Paris afin de solliciter l'annulation de la délibération du Conseil d'administration d'EDF du 27 octobre 2022 qui avait émis un avis sur l'offre de l'État ; cette demande a été rejetée par le Tribunal de commerce de Paris le 16 décembre 2022.

Par ailleurs, le 2 décembre 2022, les deux mêmes associations rejointes par L'Association pour la Défense des Actionnaires Minoritaires (« l'ADAM ») ont formé un recours en annulation devant la Cour d'appel de Paris à l'encontre de la décision de conformité de l'AMF du 22 novembre 2022 déclarant conforme l'offre de l'État aux dispositions législatives et réglementaires applicables. En application de l'article L. 621-30 du Code monétaire et financier, l'arrêt de la Cour d'appel de Paris devrait être rendu dans un délai de 5 mois à compter de la déclaration de recours, soit au plus tard début mai 2023. Elles ont sollicité en parallèle le sursis à exécution de la décision de conformité, dans l'attente de l'issue de leur recours en annulation. Le 24 janvier 2023, FCPE Actions EDF, Énergie en Actions et l'ADAM se sont désistées de la procédure de sursis à exécution à la suite des engagements pris par l'État français [(1)].

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État (voir la section. 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel »), EDF est soumise aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise au Code de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

(1) Communiqué de presse du 25 janvier 2023 « Point sur le calendrier de l'Offre publique d'achat simplifiée visant les titres de capital d'EDF ».

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La loi relative à l'énergie et au climat adoptée en novembre 2019 a créé une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). Ces trois documents formeront ainsi la stratégie française pour l'énergie et le climat. La LPEC doit être adoptée avant le 1er juillet 2023.

Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 a fixé la PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028. La PPE 3 (2024-2033) devra être compatible avec la LPEC et adoptée par décret dans les douze mois qui suivront l'adoption de la loi.

En application de la loi, EDF a établi un Plan Stratégique d'Entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE. Le PSE a été transmis, le 14 octobre 2020, pour approbation à la ministre chargée de l'énergie.

La loi énergie climat du 8 novembre 2019 précise la procédure concernant le PSE qui devra, désormais porter sur les deux périodes de la PPE, être rendu public à l'exclusion des informations relevant du secret des affaires, et présenter les dispositions d'accompagnement mises en place pour les salariés du fait de la fermeture de centrales nucléaires ou thermiques. En cas d'incompatibilité du PSE avec la PPE, la loi prévoit une mise en demeure suivie, le cas échéant, de sanctions.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'Outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission incombe légalement à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité peut en outre consister à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation. À titre transitoire, jusqu'à ce que les appels à candidatures prévus par le dispositif pérenne de fourniture de secours aient été mis en œuvre, l'État a en novembre 2021 désigné des fournisseurs de secours à titre transitoire (EDF sur les zones de desserte de RTE et d'Enedis, les ELD sur leurs zones de desserte, avec la faculté de transférer cette responsabilité à EDF pour les clients non résidentiels).

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenue au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent Document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

7.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article 2 de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2 224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 22-10-46 du Code de commerce (anciennement l'article L. 225-123 alinéa 3 du Code de commerce), un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, à un dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux intermédiaires figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers, les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la réception de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration est doté d'un règlement intérieur, régulièrement mis à jour, destiné à préciser notamment les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration, en complément des dispositions légales et réglementaires applicables et des statuts de la Société.

Ces modalités sont décrites à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site Internet du Groupe [(1)].

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (articles L. 225-106 et L. 22-10-39 du Code de commerce) ou voter à distance (les formulaires ne donnant aucun sens de vote sont considérés comme des votes négatifs, ceux exprimant une abstention seront pris en compte pour le calcul du quorum mais ne seront pas pris en compte pour le calcul de la majorité).

Conformément à l'article R. 22-10-28 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

L'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établis au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par l'article L. 22-10-46 du Code de commerce (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

7.2.8.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément aux articles R. 225-73 et R. 22-10-22 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, le Conseil d'administration y répond ou délègue au Président-Directeur Général le pouvoir d'y répondre, et la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site Internet de la Société.

(1) www.edf.fr

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.8.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-48 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la Société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la Société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la Société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par l'article L. 22-10-46 du Code de commerce (voir la section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.2.10 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement physique ou en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4o *bis* du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	4 000 933 682
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	2 000 466 841 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en Bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF [1]. Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

Le 31 octobre 2016, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 12 mai 2016 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 31 octobre 2016 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 47 942 646 euros à la suite de l'émission de 95 885 292 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 006 625 695,50 euros à 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires.

Lors de sa réunion du 3 mars 2017, le Conseil d'administration, faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016 dans sa deuxième résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 370 938 843,50 euros, divisé en 2 741 877 687 actions ordinaires. Le montant total de l'augmentation de capital prime d'émission incluse s'est élevé à 4 017 905 375,40 euros et s'est traduit par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles, elle a été lancée le 6 mars 2017 et a été définitivement réalisée le 30 mars 2017.

Le 12 juillet 2017, le capital a été augmenté pour être porté à la somme 1 443 677 137 euros, divisé 2 887 354 274 en actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 18 mai 2017 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 14 décembre 2017 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 398 440 228,20 euros à la suite de l'émission de 40 084 530 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 443 677 137 euros à 1 463 719 402 euros, divisé en 2 927 438 804 actions ordinaires.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Lors de sa réunion du 19 novembre 2019, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2019 de 0,15 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 16 mai 2019, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 17 décembre 2019 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 429 635 913,60 euros à la suite de l'émission de 52 651 460 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 525 484 813,00 euros à 1 551 810 543 euros, divisé en 3 103 621 086 actions ordinaires.

Lors de sa réunion le 29 juillet 2020, le Conseil d'administration a décidé d'annuler, en date du 30 septembre 2020, 3 697 507 actions EDF autodétenues qui avaient été préalablement affectées à un objectif de réduction de capital par voie d'annulation d'actions le 19 décembre 2019. À cette date, le capital social a été porté à la somme de 1 549 961 789,50 euros de nominal, divisé en 3 099 923 579 actions de 0,50 euros de nominal.

Le 30 juin 2021, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 578 916 053,50 euros, divisé en 3 157 832 107 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 6 mai 2021 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

(1) EDF Énergies Nouvelles désormais renommée « EDF Renouvelables ».

Lors de sa réunion du 4 novembre 2021, le Conseil d'administration a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2021 de 0,30 euro par action et a décidé, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 6 mai 2021, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La mise en paiement le 2 décembre 2021 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation de capital social de 898 992 407,92 euros à la suite de l'émission de 80 844 641 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 578 916 053,50 euros à 1 619 338 374 euros, divisé en 3 238 676 748 actions ordinaires.

Par décision du 17 mars 2022, le Président-Directeur Général, agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration du même jour, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020, dans sa 22e résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant nominal de 249 128 980 euros. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 868 467 354 euros divisé en 3 736 934 708 actions ordinaires.

Par décision du 21 juin 2022, le Président-Directeur-Général, agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration du 17 février 2022, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022, dans sa quatrième résolution, a constaté une augmentation de capital d'un montant nominal de 65 772 817,50 euros, portant le capital à la somme de 1 934 240 171,50 euros divisé en 3 868 480 343 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende restant à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Par décision du 25 juillet 2022, Le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration des 11 et 18 mai 2022, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022, dans sa 22e résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise mise en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par les Sociétés et les entreprises françaises ou étrangères entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des dispositions de l'article L. 3344-1 du Code du travail, d'un montant nominal de 9 050 370,50 euros. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 943 290 542 euros divisé en 3 886 581 084 actions ordinaires.

Par décision du 16 décembre 2022, le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration du 6 novembre 2020, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020, dans sa 24e résolution, a constaté une augmentation de capital par conversion de 882 340 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (« OCEANEs VERTES »). Le capital a été augmenté d'un montant nominal de 568 668 euros pour être porté à la somme de 1 943 859 210 euros divisé en 3 887 718 420 actions ordinaires.

Par décision du 27 février 2023, le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration du 6 novembre 2020, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020, dans sa 24e résolution, a constaté une augmentation de capital par conversion de 201 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la Société (« OCEANEs VERTES »). Le capital a été augmenté d'un montant nominal de 129,50 euros pour être porté à la somme de 1 943 859 339,50 euros divisé en 3 887 718 679 actions ordinaires.

Par décision du 13 mars 2023, le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration du 6 novembre 2020, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 7 mai 2020, dans sa 24ème résolution, a constaté une augmentation de capital par conversion de 87 831 655 obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes de la société ("OCEANEs VERTES"). Le capital a été augmenté d'un montant nominal de 56 607 501,50 euros pour être porté à la somme de 2 000 466 841 euros divisé en 4 000 933 682 actions ordinaires (ajouter une note de bas de page "voir le communiqué de presse EDF du 28 février 2023.

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Un programme de rachat d'actions de la Société initialement autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois. Ce programme a été reconduit pour 18 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 12 mai 2022.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du Document d'enregistrement universel (programme autorisé par l'Assemblée générale du 12 mai 2022)

L'Assemblée générale du 12 mai 2022, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 22-10-62 et suivants du Code de commerce, des articles 241-1 et suivants du règlement général de l'Autorité des marchés financiers et du règlement européen (UE) n° 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché, a autorisé par sa quatorzième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la seizième résolution de l'Assemblée générale du 6 mai 2021.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- l'annulation d'actions ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés de la Société, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment au titre de la participation aux résultats de l'entreprise, ou par voie d'attribution gratuite ou d'offres réservées aux salariés ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière ;
- l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidité conforme à la pratique de marché admise instaurée par l'Autorité des marchés financiers ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à

des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 20 euros le prix maximum d'achat par action [(1)] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 12 mai 2022, elle prendra donc fin le 12 novembre 2023 sauf adoption par l'Assemblée générale du 14 juin 2023 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 14 juin 2023 » ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2022

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2022	888 511
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2022	0,023 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2022 [(1)] *(en euros)*	7 320 061,15
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2022 [(2)] *(en euros)*	10 662 132,00
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) Évaluée au cours d'achat.
(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2022, soit 12 euros.

Contrat de liquidité

À la suite des évolutions de la réglementation relative aux contrats de liquidité, un nouveau contrat de liquidité a été conclu avec la société Oddo BHF le 28 mars 2019. Les moyens figurant au compte de liquidité étaient de 10 120 161 euros et 738 882 titres à la date de signature. Ce contrat est en conformité avec la décision AMF n° 2021-01 du 22 juin 2021.

À noter que depuis le 13 juillet 2022 inclus, l'exécution du contrat de liquidité a été suspendue en application de la décision AMF n° 2021-01 du 22 juin 2021 « Renouvellement de l'instauration des contrats de liquidité sur titres de capital au titre de la pratique de marché admise » qui traite en son article 5 de l'impact sur le bon fonctionnement du marché. Cet article prévoit notamment que « l'exécution du contrat de liquidité est suspendue pendant une offre publique ou en période de pré-offre et jusqu'à la clôture de l'offre, lorsque l'émetteur est l'initiateur de l'offre ou lorsque les titres de l'Émetteur sont visés par l'offre ».

Après l'annonce par Madame La Première ministre de l'intention de l'État de détenir 100 % du capital d'EDF le 6 juillet 2022 lors de sa déclaration de politique générale, confirmé dans un communiqué de presse de l'État du 13 juillet 2022, l'exécution du contrat de liquidité a donc été suspendue.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2022

Au cours de l'exercice 2022, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 8 431 849 de ses propres actions et cédé 8 717 892 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 8,4179 euros et le cours moyen de vente a été de 8,5522 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2022

Au 31 décembre 2022, la Société détenait un total de 888 511 de ses propres actions, toutes détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0229 % de son capital social).

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture de l'exercice

Entre le 1er janvier 2023 et le 28 février 2023, la Société n'a acquis aucune de ses propres actions et cédé aucune action. Aucune opération n'est intervenue dans le cadre du contrat de liquidité.

7.3.2.3 Descriptif du nouveau programme de rachat d'actions proposé au vote de l'Assemblée générale mixte du 14 juin 2023

En application des articles 241-2 et suivants du règlement général de l'AMF et L. 451-3 du Code monétaire et financier, et conformément à la réglementation européenne, la Société présente ci-après le descriptif du programme de rachat qui sera soumis à l'approbation de l'Assemblée générale mixte du 14 juin 2023.

Objectifs du nouveau programme de rachat d'actions

Dans le cadre du programme de rachat d'actions, les achats seront effectués en vue de :

- la réduction de capital par annulation d'actions ;
- l'allocation d'actions à des salariés et anciens salariés du groupe EDF, dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions ou de toute offre réservée aux salariés ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière et la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces valeurs mobilières ;
- l'animation du marché du titre au travers d'un contrat de liquidité ;
- la remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des options donnant accès au capital de la Société et à la réalisation de toutes opérations de couvertures à raison des obligations de la Société ou de l'une de ses filiales liées à ces options ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions dans le cadre d'opérations de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission ;
- plus généralement, la réalisation de toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur, ou qui s'inscrirait dans le cadre d'une pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

Durée du programme de rachat d'actions

Le programme de rachat pourra être mis en œuvre pendant une période de 18 mois, à compter de la date de l'Assemblée générale du 14 juin 2023.

Part maximale du capital, nombre maximal et caractéristiques des titres que la Société se propose d'acquérir et prix maximum d'achat

La part maximale du capital susceptible d'être rachetée dans le cadre de ce programme est de 10 % du nombre total des actions composant le capital social (ou 5 % s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'opérations de croissance externe), étant précisé que lorsque les actions sont rachetées aux fins d'animation du marché du titre dans le cadre d'un contrat de liquidité, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de la limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation.

La Société ne pourra en aucun cas détenir, directement ou indirectement, plus de 10 % de son capital.

Le prix maximum d'achat des actions sera de 20 euros par action et le montant global des fonds pouvant être affectés à la réalisation de ce programme de rachat ne pourra excéder 2 milliards d'euros.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, accordées par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2022 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES À L'ADOPTION PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 12 MAI 2022

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 12 juillet 2024	935 [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 12 juillet 2024	375 [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [2] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 12 juillet 2024	375 [1] et 20 % du capital social par an
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription	26 mois 12 juillet 2024	15 % du montant de l'émission initiale [1]
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 12 juillet 2024	1 000
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 12 juillet 2024	185 [1]
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [3]	26 mois 12 juillet 2024	10 % du capital de la Société dans la limite de 115 [1]
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces derniers [4]	26 mois 12 juillet 2024	15
Émissions réservées au personnel		
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 12 novembre 2023	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 12 novembre 2023	10 % du capital par période de 24 mois

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 935 millions d'euros prévu par la 15e résolution soumise à l'Assemblée générale du 12 mai 2022 s'applique à toutes les augmentations de capital dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur cette limite, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 22-10-53 du Code de commerce.

(4) Par décision du 25 juillet 2022, Le Président-Directeur Général agissant sur subdélégation conférée par le Conseil d'administration des 11 et 18 mai 2022, lui-même faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été conférée par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2022, dans sa 22e résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise mise en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par les Sociétés et les entreprises françaises ou étrangères entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des dispositions de l'article L. 3344-1 du Code du travail, d'un montant nominal de 9 050 370,50 euros. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 943 290 542 euros divisé en 3 886 581 084 actions ordinaires.

ÉTAT DES AUTORISATIONS PROPOSÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 14 JUIN 2023

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 14 décembre 2024	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	18 mois 14 décembre 2024	10 % du capital par période de 24 mois

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs VERTES) à échéance 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre, 219 579 139 OCEANEs VERTES ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANEs VERTES soit 40 % de l'émission et un montant en nominal de 960 millions d'euros.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANEs VERTES de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANEs VERTES en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANEs VERTES et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion était à la date de l'émission de 1 OCEANE VERTE pour 1 action ordinaire. Il peut faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission (voir ci-dessous).

Un montant égal au produit net de l'émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond* Framework d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs VERTES se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des Obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions (voir section 6.8 de l'URD 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission).

En 2021, en conséquence de la distribution d'un dividende de 0,21 euro par action et conformément aux stipulations du contrat d'émission le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action EDF par OCEANE VERTE. Puis, suite à la distribution d'un acompte sur le dividende de 0,30 euro par action, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action EDF par OCEANE VERTE, à compter du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action EDF par OCEANE VERTE. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action EDF par OCEANE VERTE à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE VERTE.

Au 31 décembre 2022, 882 340 OCEANEs VERTES ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 24 novembre au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 million d'euros, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de l'Offre publique d'achat simplifiée, et à titre d'information, l'État s'est porté acquéreur de 127 147 355 OCEANEs conduisant à une détention au 31 décembre 2022 de 214 979 011 OCEANEs, soit 98,30 % du portefeuille total des OCEANEs en date de clôture au 31 décembre 2022.

Le 28 février 2023, EDF a annoncé que l'Etat avait demandé la conversion de 87 831 655 OCEANES VERTES en actions (voir la section 5.3).

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 6 octobre 2016, EDF a levé avec succès 2,655 milliards de dollars US sur 2 obligations senior auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taïwanais (« obligations Formosa ») :

- obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 % ;
- obligation de 2,164 milliards de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Le 6 octobre 2016, EDF a également lancé avec succès une émission obligataire senior multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur 4 tranches :

- obligation verte (*Green Bond*) de 1,75 milliard d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

Avec ce troisième *Green Bond*, d'un montant de 1,75 milliard d'euros soit la plus importante tranche *green* en euros à ce jour, EDF a déjà émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *Green Bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé avec succès 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;

- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %, qui représente la maturité la plus longue jamais émise sur le marché Samouraï.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï Green et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Le 26 novembre 2019, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant de 500 millions d'euros, avec un coupon de 3,00 % et option de remboursement incluant une première option de remboursement anticipé au gré de la Société en décembre 2027. La Société a également lancé des offres contractuelles de rachat visant les titres suivants :

- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 22 janvier 2022, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 661,8 millions d'euros, et qui sont admises à la négociation sur Euronext Paris ;
- obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 3 000 millions de dollars US ayant une première date de remboursement anticipé au gré de la Société le 29 janvier 2023, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 3 000 millions de dollars US, et qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé de la Bourse de Luxembourg.

Le 28 novembre 2019, EDF a levé 2 milliards de dollars US à 50 ans dans le cadre de son programme EMTN avec une maturité de 50 ans et un coupon fixe de 4,50 %.

Par ailleurs, dans le cadre de ce même programme, le 2 décembre 2019, EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une maturité de 30 ans et un coupon fixe de 2,00 %. Le 12 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en euro et les résultats de la participation anticipée à son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US.

Le 30 décembre 2019, EDF a annoncé le résultat définitif de son offre de rachat visant des obligations hybrides libellées en dollars US. La Société a également exercé son option de rachat au 29 janvier 2020 sur l'ensemble des obligations subordonnées à durée indéterminée pour un montant total de 1,250 milliard d'euros dont le montant en circulation est actuellement de 338,2 millions d'euros.

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé deux nouvelles émissions d'obligations hybrides libellées en euros pour un montant nominal total de 2,1 milliards d'euros, consistant en :

- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros avec un coupon initial de 2,875 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 décembre 2026 (les « Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans ») ;
- une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée d'un montant de 1,250 milliard d'euros avec un coupon initial de 3,375 % et une première option de remboursement anticipé au gré de la Société le 15 juin 2030 (les « Obligations hybrides non remboursables avant 10 ans » et ensemble avec les Obligations Hybrides non remboursables avant 6,5 ans, les « Obligations Hybrides »).

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1er juin 2028.

Le 23 novembre 2021, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior à échéance au 29 novembre 2033 libellées en euros, pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros et avec un coupon fixe de 1 %.

Le 5 octobre 2022, EDF a également lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros consistant en :

- une émission d'obligations d'un montant de 750 millions d'euros, d'une maturité de 4 ans et 3 mois avec un coupon fixe de 3,875 % ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- une émission d'obligations Vertes d'un montant de 1,25 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,75 %.

Un montant égal au produit net de l'Obligation Verte sera affecté au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, des investissements dans la distribution d'électricité, tels que définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF publié en juillet 2022 [(1)].

Le 30 novembre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations hybrides à durée indéterminée libellées en euros pour un montant de 1 milliard d'euros, avec un coupon de 7,5 % et une option de remboursement à 6 ans au gré de la Société.

Au 31 décembre 2022, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 45 150 millions d'euros (note 18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières des comptes consolidés au 31 décembre 2022), la note 18.3.2.2 donnant également le détail des principaux emprunts du Groupe, notamment ce qui relève des EMTN ou d'autres emprunts obligataires. Au 31 décembre 2022, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 11 722 millions d'euros (note 14.4.1 « Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2022» des comptes consolidés au 31 décembre 2022).

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements de cession de titres de filiales sont décrits à la note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et concernent les activités E&P, en particulier des éléments de compléments de prix.

À l'exception des engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » du présent Document d'enregistrement universel, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

(1) Sur le site Internet www.edf.fr

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2022		Situation au 31/12/2021		Situation au 31/12/2020	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État [1]	3 460 481 557	89,01	2 716 550 741	83,88	2 593 960 583	83,68
Institutionnels et particuliers	364 680 320	9,38	478 277 574	14,77	463 040 491	14,94
Actionnariat salarié	61 668 032 [2]	1,59	42 673 879 [3]	1,32	42 092 505 [4]	1,36
Actions autodétenues	888 511	0,02	1 174 554	0,03	830 000	0,02
TOTAL	**3 887 718 420**	**100**	**3 238 676 748**	**100**	**3 099 923 579**	**100**

(1) La participation de l'État au capital social d'EDF inclut les actions EDF portées par Bpifrance.

(2) Ce nombre comprend d'une part 57 796 177 actions (représentant 1,49 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L.225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,872 millions d'actions, représentant 0,10 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend d'une part 38 775 926 actions (représentant 1,20 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L.225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF », « EDF Classique » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 3,899 millions d'actions, représentant 0,12 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(4) Ce nombre comprend d'une part 38 075 245 actions (représentant 1,23 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L.225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » et « EDF ORS » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,017 millions d'actions, représentant 0,13 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

À la suite de la dotation par l'État de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État a franchi à la hausse les seuils légaux de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, un tiers, 50 % et deux-tiers du capital et des droits de vote de la Société. L'État et l'EPIC Bpifrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

En octobre 2020, l'État a diminué sa dotation à l'EPIC Bpifrance de 61 000 000 actions EDF. L'EPIC Bpifrance a également reçu 6 480 579 titres au titre du Dividende 2020 payé en juin 2021 et 9 033 181 titres au titre de l'acompte sur Dividende 2021 payé en décembre 2021. En mars 2022, l'EPIC Bpifrance a cédé à l'État l'intégralité de ces 15 513 760 titres. L'EPIC Bpifrance a reçu 12 357 234 titres au titre du solde du Dividende 2021 payé en juin 2022.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et l'EPIC Bpifrance ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

L'État a opté pour un paiement en actions du solde du dividende 2018 ainsi que du dividende au titre des exercices 2019, 2020 et 2021. Il a renouvelé son engagement pour les exercices 2022 et 2023 [1].

Les droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale des différentes catégories d'actionnaires au 31 décembre 2022 sont les suivants :

31/12/2022	Actions	% capital	Droits de vote théoriques	% droits de vote théoriques	Droits de vote exerçables en AG	% droits de vote exerçables en AG
État*	3 460 481 557	89,01	6 054 442 140	92,49	6 054 442 140	92,50
Actionnariat salarié	61 668 032	1,59	96 231 268	1,47	96 231 268	1,47
Actionnaires institutionnels et individuels	364 680 320	9,38	394 777 428	6,02	394 777 428	6,03
Autodétention	888 511	0,02	888 511	0,02	-	-
TOTAL	**3 887 718 420**	**100**	**6 546 339 347**	**100**	**6 545 450 836**	**100**

**La participation de l'État au capital social d'EDF inclut les actions EDF portées par l'EPIC Bpifrance.*

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

(1) Communiqué de presse du 18 février 2022 du ministère de l'Économie des Finances et de la Relance.

7.3.10 Dialogue actionnarial

Les actionnaires institutionnels et individuels (hors actionnaires salariés) représentent environ 9 % du capital social d'EDF au 31 décembre 2022. Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, un dialogue constant a été mis en place avec ces parties prenantes.

La communication financière du groupe EDF consiste à établir un dialogue régulier avec les marchés financiers dans le respect de la réglementation. L'objectif est que le marché dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée, en expliquant sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Le Groupe poursuit dans ce contexte une politique active d'information et de dialogue, en mettant à disposition du public, des actionnaires individuels, des investisseurs institutionnels, et plus généralement de la communauté financière en France et à l'étranger, un large éventail de documents et supports d'information permettant de mieux comprendre le Groupe, sa stratégie, ses résultats et ses perspectives.

Relations avec les investisseurs institutionnels et les analystes financiers

Ce dialogue avec les marchés financiers vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles et financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2022, comme pour les années précédentes, la publication des résultats financiers du Groupe au pas trimestriel a fait l'objet de présentations par la Direction Générale à l'occasion de conférences téléphoniques au cours desquelles elle a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

Par ailleurs, tout au long de l'année, la Direction Générale et la Direction de la Communication Financière ont participé à des rencontres avec la communauté financière (analystes financiers et investisseurs institutionnels), sous la forme de conférences téléphoniques et de *roadshows*. La Direction de la Communication Financière entretient également des échanges continus avec les analystes sur leurs modèles et l'actualité du Groupe.

Relations avec les actionnaires individuels

Pour toujours entretenir un dialogue de qualité avec ses actionnaires individuels, EDF utilise des canaux de communication variés et innovants. Au-delà d'un espace dédié aux investisseurs et actionnaires sur le site Internet de la société [(1)], d'un Club actionnaires permettant d'offrir à ses membres de nombreux rendez-vous, principalement numériques depuis le début de la crise sanitaire, mais aussi d'une page Facebook, EDF propose également de courtes vidéos pédagogiques en français et en anglais, accessibles aux personnes sourdes et malentendantes, sur des sujets financiers et stratégiques. L'Assemblée générale des actionnaires peut être suivie en direct à distance, puis en *replay* sur le site Internet, et fait l'objet d'un compte-rendu diffusé via une édition spéciale de la lettre actionnaires. Les actionnaires peuvent également contacter la Société grâce à un numéro vert ou une adresse électronique dédiés. La diversité de son actionnariat individuel se retrouve dans la composition de son Comité consultatif des actionnaires.

7.4 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF. PA) et le code Bloomberg (EDF : FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 décembre 2022 (en base 100 au 21 novembre 2005) :

(1) www.edf.fr

Le tableau ci-dessous décrit les cours de Bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2022 jusqu'au 31 janvier 2023 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	(en nombre de titres)	*(en euros*)*	**Plus haut**	**Plus bas**
2023				
Janvier 2023	58 274 240	699 768 588	12,07	12,00
2022				
Décembre 2022	179 202 223	2 128 602 747	12,04	12,00
Novembre 2022	125 776 146	1 507 974 572	12,01	11,90
Octobre 2022	45 121 272	538 222 340	11,97	11,89
Septembre 2022	65 490 002	777 393 038	12,03	11,79
Août 2022	69 975 080	831 529 595	11,96	11,86
Juillet 2022	183 030 607	1 909 888 549	11,90	7,27
Juin 2022	96 836 957	799 321 284	8,78	7,59
Mai 2022	73 322 714	614 141 720	8,74	8,02
Avril 2022	71 584 563	615 299 674	9,10	8,06
Mars 2022	190 154 638	1 649 981 938	9,15	6,65
Février 2022	98 804 741	806 062 287	8,34	6,88
Janvier 2022	151 561 439	1 338 517 656	10,26	7,42

* *Les transactions en euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le prix moyen pondéré par les volumes du même jour (Source : Euronext).*

Année 2022

Au cours de l'année 2022, l'action EDF a clôturé en hausse de 16,17 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en baisse de 11,11 %, et le CAC 40 en baisse de - 9,49 %.

Au 31 décembre 2022, le cours de clôture de l'action EDF était de 12 euros (10,33 euros au 31 décembre 2021). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2022 a été de 12,04 euros le 23 décembre 2022, et son cours de clôture le plus bas de 6,64 euros le 7 mars 2022.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2022 s'élevait à 46,65 milliards d'euros (contre 33,46 milliards d'euros au 31 décembre 2021).

Année 2023

Depuis le début de l'année 2023, et jusqu'au 31 janvier 2023 inclus, l'action EDF a augmenté de 0,65 %, le CAC 40 a augmenté de 8,63 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a augmenté de + 1,41 %.

Au 31 janvier 2023, le cours de clôture de l'action EDF était de 12,06 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2023 jusqu'au 31 janvier 2023 inclus a été de 12 euros, et son cours de clôture le plus haut de 12,07 euros le 31 janvier 2023.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2023 atteignait 46,89 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

7.5.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2022 figurent dans la note 22 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Y sont détaillées :

- les relations avec l'État ;
- les relations avec Engie ;
- les relations avec Orano et les entreprises du secteur public ;
- les principales transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.5.2 « rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementés » du présent Document d'enregistrement universel.

7.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022

À l'Assemblée générale des actionnaires de la société Électricité de France S.A.,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France S.A. (« **EDF** »), nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et/ou conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions suivantes, conclues au cours de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

1. Avenant au protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'État français du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial (au moment de l'autorisation par le Conseil d'administration), actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : comme mentionné au paragraphe 1 de la deuxième partie du présent rapport, un protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'État français dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (le « Protocole Transactionnel ») a été signé le 27 septembre 2019.

À la demande des services de l'État français, il a été décidé d'apporter par voie d'avenant, signé le 25 juillet 2022, certaines modifications du Protocole Transactionnel visant à préciser les modalités pratiques de son application, afin notamment d'assurer une meilleure prévisibilité budgétaire pour l'État français, et sans remettre en cause les principes et l'équilibre définis par le Protocole Transactionnel.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au Protocole Transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit avenant puisque les modifications apportées au Protocole Transactionnel ont été négociées par EDF au mieux de ses intérêts et ne remettaient pas en cause les stipulations déjà arrêtées dans le Protocole.

2. Contrat de garantie (underwriting agreement) conclu avec un syndicat de banques en qualité de coordinateurs globaux et teneurs de livre associés, incluant Société Générale, dans le cadre de l'augmentation du capital réalisée le 7 avril 2022

Personne concernée : Monsieur Jean-Bernard Levy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et censeur au sein du Conseil d'administration de Société Générale.

Nature, objet et modalités : dans le cadre de l'augmentation du capital réalisée le 7 avril 2022, avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires, d'un montant brut (prime d'émission incluse) de 3,2 milliards d'euros, un contrat de garantie (*underwriting agreement*) (le « Contrat de Garantie ») a été conclu le 17 mars 2022 entre d'une part, la Société et, d'autre part, un syndicat bancaire composé de BNP Paribas, Barclays Bank Ireland PLC, Crédit Agricole Corporate and Investment Bank, Goldman Sachs Bank Europe SE, Natixis et Société Générale en tant que coordinateurs globaux et teneurs de livre associés (les « Coordinateurs Globaux ») et de Banco Santander, S.A., BofA Securities Europe S.A., J.P. Morgan SE et Morgan Stanley Europe SE en tant que teneurs de livre associés (ensemble les « Garants »).

Aux termes du Contrat de Garantie, les Garants ont pris l'engagement conjoint et sans solidarité entre eux sous condition de la réalisation de l'engagement de souscription de l'État français à l'augmentation du capital à hauteur de sa quote-part du capital (l'« Engagement de Souscription »), de faire souscrire ou, à défaut, de souscrire à l'intégralité des actions nouvelles émises par EDF, à l'exception de celles faisant l'objet de l'Engagement de Souscription.

En contrepartie de l'engagement des Garants, EDF s'était engagée à verser à chacun des Garants une commission (*underwriting fee*) égale à un pourcentage du montant brut de l'augmentation du capital (diminué du montant faisant l'objet de l'Engagement de Souscription) garanti par chacun d'entre eux. Par ailleurs, EDF pouvait également verser aux Garants une commission additionnelle (représentant 0,6 % du montant brut de l'augmentation du capital diminué du montant faisant l'objet de l'Engagement de Souscription) de façon discrétionnaire, s'agissant tant de son montant que de sa répartition, aux Garants.

Au titre du Contrat de Garantie, le montant total des commissions versé par EDF à la Société Générale s'est élevé à 1 274 682 euros.

Votre Conseil d'administration réuni le 17 mars 2022 a préalablement autorisé la conclusion du Contrat de Garantie, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit contrat puisque sa mise en place était nécessaire dans le cadre de la réalisation de l'augmentation du capital.

3. Conventions conclues par EDF dans le cadre du projet d'acquisition des activités nucléaires « Steam Power » de General Electric

Le 10 février 2022, EDF et General Electric Company (GE) ont signé un accord d'exclusivité (*MOU*) concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires (hors activités de service menées en Amérique) « Steam Power » de GE (« GE Steam Power »).

Votre Conseil d'administration réuni le 3 novembre 2022 a préalablement autorisé la conclusion des conventions suivantes, dans le cadre de la signature par EDF du contrat d'acquisition portant sur les activités GE Steam Power qui est intervenue le 4 novembre 2022 (le « Contrat d'Acquisition »).

3.1. Adhésion par EDF au protocole signé entre General Electric Company et l'État français le 10 février 2022

Personnes concernées : l'État français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : concomitamment à la signature du MOU mentionné ci-dessus, GE et l'État français ont signé, le 10 février 2022, un protocole (le « Protocole ») dont l'objet est de prévoir (i) la résiliation, comme décrit ci-après aux paragraphes 3.2, 3.3 et 3.4 du présent rapport, des deux contrats-cadre et des accords de licence y afférents, conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom et (ii) des engagements de l'État français en sa qualité d'actionnaire de la société GEAST dans le cadre de l'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power.

Simultanément à la signature du Contrat d'Acquisition et conformément aux dispositions de ce dernier, EDF a adhéré au Protocole en le signant le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, et l'État français, sans charge financière pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF d'adhérer au Protocole car son adhésion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition.

3.2. Convention de résiliation du contrat-cadre de pérennité du parc nucléaire existant, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'État français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements de fourniture de services au parc nucléaire existant du groupe EDF afin de garantir la pérennité du parc nucléaire en exploitation, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'État français et GEAST, est sans charge pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat-cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

3.3. Convention de résiliation du contrat-cadre sur les nouveaux projets nucléaires, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'État français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017), GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements relatifs à des remises d'offres basées sur la technologie Arabelle pour les nouveaux projets nucléaires, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'État français, Framatome et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat-cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

3.4. Convention de résiliation des accords de licence conclus lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : (i) l'État français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et actionnaire à 100 % de la société SPVPI, et (ii) Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation des contrats de licence suivants, associés aux contrats cadres conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom :

- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour le parc existant EDF, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA et EDF, et
- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour les nouveaux projets nucléaires, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA, EDF et Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017).

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Technology GmbH, General Electric Company, Framatome, SPVPI et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, les contrats de licence appelés à être résiliés lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 46 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2022
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Ce protocole a fait l'objet d'un avenant signé le 25 juillet 2022, comme mentionné au paragraphe 1 de la première partie du présent rapport.

2. Contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital de New NP (désormais dénommé Framatome) et autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par Areva SA de sa participation dans le capital de New NP (désormais dénommé Framatome)

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF et d'Areva SA.

Nature, objet et modalités : comme mentionné dans la première partie du présent rapport, EDF a conclu dans le cadre des opérations d'acquisition par EDF de la société New NP les contrats suivants :

(i) un contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5 % du capital d'une société New NP (désormais dénommée Framatome) détenue à 100 % par Areva NP, filiale d'Areva SA. Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5 % du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition

(ii) d'autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, préalablement autorisés par votre Conseil d'administration lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, à savoir :

- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 19,5 % des titres Framatome par MHI auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF ;
- le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 5 % des titres Framatome par Assystem auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Comme mentionné dans notre rapport spécial en date du 15 mars 2022 pour l'Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021, les sommes perçues par EDF d'Areva SA en 2021, en application du contrat de cession décrit au (i) ci-dessus et de l'accord transactionnel conclu le 29 juin 2021, se sont élevées à un montant total de 47 millions d'euros. En application des contrats décrits au (ii) ci-dessus, EDF a reversé en 2022 34 millions d'euros à Framatome et 13 millions d'euros aux société MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital de Framatome, soit un montant de respectivement 10 millions d'euros et 3 millions d'euros.

Conventions autorisées au cours des exercices antérieurs et non approuvées par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes qui figuraient dans nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016 à 2021 et qui n'ont pas été approuvées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité – CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9 % dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2022.

2. Convention conclue entre l'État français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'État français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'État de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 13 mars 2023

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Marie Guillemot Michel Piette

Deloitte & Associés

Damien Leurent Christophe Patrier

7.5.3 Procédure sur les conventions courantes

Le Conseil d'administration du 13 février 2020 a approuvé une procédure interne s'inscrivant dans la recommandation AMF et visant notamment à mettre en place conformément à l'article L. 22-10-12 du Code de commerce une procédure permettant d'évaluer régulièrement les conventions dites libres (c'est-à-dire les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales).

Compte tenu du nombre de conventions courantes et conclues à des conditions normales susceptibles d'être conclues par EDF, la procédure :

- établit une liste de conventions courantes « par nature », non soumises à évaluation ; cette catégorie inclut les conventions conclues de manière habituelle dans le cadre de l'activité d'EDF et une liste de conventions intra-groupe ;
- définit celles des conventions courantes et conclues à des conditions normales devant faire l'objet de l'évaluation annuelle du Conseil ; cette catégorie inclut les conventions jugées suffisamment significatives pour au moins une des parties au contrat ; elle comprend notamment les conventions ayant fait l'objet d'une décision du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe (CECEG), et les conventions conclues avec l'État ou une entreprise publique.

L'évaluation est soumise annuellement au Conseil d'administration et a lieu lors du Conseil d'arrêté des comptes annuels, concomitamment à l'examen des conventions réglementées conclues au cours de l'exercice écoulé ou des conventions conclues et autorisées au cours d'exercices antérieurs et dont l'exécution s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

7.6 Contrats importants

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans les rapports spéciaux des Commissaires aux comptes reproduits à la section 7.5.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementés » du présent Document d'enregistrement universel, à la section 7.5.2 du Document d'enregistrement universel 2021 et à la section 7.5.2 du document de référence 2020.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent Document d'enregistrement universel ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022, dans les chapitres 1 et 5 du Document d'enregistrement universel 2020 et du document de référence 2019 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020 et 2021, et notamment les contrats présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent Document d'enregistrement universel, du Document d'enregistrement universel 2021 et du document de référence 2020, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 Contrats importants conclus en 2022

Les contrats importants conclus en 2022, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- Contrat de cession de 100 % du capital d'EDF Energy Services LLC (EDFES) ayant pour objet l'activité de détail d'EDF Trading North America par EDF Trading Limited, filiale à 100 % d'EDF à BP (12 septembre 2022) ;
- Contrat de cession de la participation d'EDF dans la centrale CCGT de Sloe (870 MW) aux Pays-Bas à EPH, producteur et gestionnaire de réseau d'électricité tchèque (27 septembre 2022) ;
- Contrat d'acquisition de SPIE UK par Imtech, filiale de Dalkia et du groupe EDF (27 octobre 2022) ;
- Contrat d'acquisition des activités de GE Stream Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires par EDF (4 novembre 2022) ;
- Contrat de cession de 100 % du capital de la filiale irlandaise Suir Engineering Ltd au fonds d'investissement britannique Duke Street par Imtech, filiale de Dalkia et d'EDF Energy (11 novembre 2022).

7.6.2 Contrats importants conclus en 2021

Les contrats importants conclus en 2021, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- accord transactionnel entre EDF et AREVA visant à clore l'ensemble des différends entre EDF et AREVA relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition (29 juin 2021).

7.6.3 Contrats importants conclus en 2020

Les contrats importants conclus en 2020, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat d'acquisition de la société Pod Point spécialisée dans les bornes de recharges électriques au UK par EDF Energy (13 février 2020) ;
- contrat de cession de la branche E&P d'Edison signé avec Energean Oil and Gas (hors Algérie et Norvège) (17 décembre 2020).

8 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL ET ATTESTATION 594

8.1.1 Responsable du Document d'enregistrement universel 594

8.1.2 Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2022 contenant le rapport financier annuel 594

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES – COMMISSAIRES AUX COMPTES 594

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC – LEI ET CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE 595

8.4 TABLES DE CONCORDANCE 596

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980 596

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 598

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 600

8.4.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière 601

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 602

GLOSSAIRE 603

8.1 Personne responsable du Document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 Responsable du Document d'enregistrement universel

Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel 2022 contenant le rapport financier annuel

J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation et qu'il décrit les principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Luc Rémont,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représentée par Damien Leurent et Christophe Patrier.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris – La Défense Cedex, représentée par Marie Guillemot et Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été renouvelés par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Les Commissaires aux comptes, ci-avant désignés, ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public – LEI et Calendrier de communication financière

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposées auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf.fr et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : www.edf.fr.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 22-10-23 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels, semestriels et trimestriels (*quiet period*) pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement Européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le Code de commerce incluant la déclaration de performance extra-financière (DPEF) et le rapport sur le gouvernement d'entreprise ;
- le document d'enregistrement universel 2021 du groupe EDF (URD 2021) déposé auprès de l'AMF le 17 mars 2022 référence D-22-0110 et le document d'enregistrement universel 2020 du groupe EDF (URD 2020) déposé auprès de l'AMF le 15 mars 2020 référence D-21-0121 disponibles sur www.edf.fr ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2021 [(1)] ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 de l'URD 2020 [(2)] ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, figurant au chapitre 5 de l'URD 2021 [(3)] ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, figurant au chapitre 5 de l'URD 2020 [(4)].

(1) Voir les sections 6.1 et 6.2.
(2) Voir les sections 6.1 et 6.2.
(3) Voir la section 5.1.
(4) Voir la section 5.1.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 2019/980

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma de l'URD :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections de l'URD
1. Personnes responsables, information provenant de tiers, rapport d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1.2
1.3. Nom, adresse, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2. Changement éventuel	n/a
3. Facteurs de risque	**Chapitre 2**
4. Information concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	Sections 7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	Sections 7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	Section 1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	Section 1.4
5.3. Événements importants	Sections 5.1.2 et 5.1.3
5.4. Stratégie et objectifs	Sections 1.3 et 5.4
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	Sections 1.5 et 2.1
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	Section 1.4.2.1.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	Chiffres clés et section 5.1.4.2.3
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	Annexe aux comptes consolidés - Note 10.6
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	Sections 4.5.1 et 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 12
5.7.4. Questions environnementales	Chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	Sections 1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	Section 1.2.1
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Sections 5 et 6 Chapitre 3 et section 8.4.4
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	Section 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	Section 6.1
7.2.1. Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	Sections 1.2.3, 5.1.2 et 5.1.3
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 5.1.4
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	Sections 7.2 et 7.3
8.2. Flux de trésorerie	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Notes 10.4, 10.7 et 13.1

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections de l'URD
8.3. Besoins de financement et structure de financement	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 18.3
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	Sections 1.3 et 1.4
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	Sections 5.2, 5.4 et 6.6.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	Sections 5.1.2 et 5.1.3
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité des méthodes comptables	Section 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Notes 1.4
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Section 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non-condamnation	Section 4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	Section 4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 4.6.2
13.2. Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	Section 4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	Section 4.2.3
14.4. Déclaration de conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	Section 4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	Section 3.4.2.1.1
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	Section 7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
17. Transactions avec des parties liées	**Section 7.5**
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques audités pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	Section 6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	Section 6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	Section 6.1
18.1.6. États financiers consolidés	Section 6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	n/a
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	Section 6.2
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Sections de l'URD
18.4. Informations financières *pro forma*	n/a
18.5. Politique de distribution de dividendes	
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	Section 6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	Section 6.5.2
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	Sections 2.2.1, 7.1.5 et 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Notes 5 et 17.3
18.7. Changement significatif de la situation financière	Section 6.6.2
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	Sections 7.3.1, 7.3.3 et 6.1 – Annexe aux comptes consolidés – Note 14
19.1.2. Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Sections 7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	n/a
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	Sections 7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	Section 7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	Section 7.3.1
19.2. Acte constitutif et statuts	
19.2.1. Registre et objet social	Sections 7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	Section 7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	Section 7.2.9
20. Contrats importants	Section 7.6
21. Documents disponibles	Section 8.3

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion

Le présent Document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2022 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100-1 et suivants et à l'article L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Sections de l'URD
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 225-100-1, I., 1°, L. 232-1, II., L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 225-100-1, I., 2° du Code de commerce	Chiffres clés et chapitre 5
1.3. Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 225-100-1, I., 2° du Code de commerce	Chapitre 3 et table de concordance section 8.4.4
1.4. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	Sections 5.1.2 , 5.2 et 5.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du Code de commerce	Sections 7.3 et 7.2.4
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II du Code de commerce	Section 6.6.4
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	Section 5.1.3 et de l'annexe aux comptes consolidés
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	n/a
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	Section 5.4
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	Section 1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	Section 6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	D. 441-6 du Code de commerce	Section 6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration du commissaire au compte	L. 511-6, 3 bis et R.511-2-1-3 du Code monétaire et financier	n/a
2. Contrôle interne et gestions des risques		

Élément requis	Texte de référence	Sections de l'URD
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 225-100-1, I., 3° du Code de commerce	Section 2.2
2.2. Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	L. 22-10-35, 1° du Code de commerce	Sections 2.2.3 et 3.1
2.3. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-35, 2° du Code de commerce	Section 2.1
2.4. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principales de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 225-100-1, 4° du Code de commerce	Section 5.1.5
2.5. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II »	Section 3.3.2.2.1
2.6. Plan de vigilance et compte-rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du Code de commerce	Section 3.9
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise		**Voir la table de concordance section 8.4.3**
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du Code de commerce	Section 7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	Section 7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, alinéa 1er du Code de commerce	Section 7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	Section 4.5.2
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 *bis* du code général des impôts	Section 6.5.1
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)		**Voir la table de concordance section 8.4.4**
6. Autres informations		
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du Code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a

8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous et est inclus dans le rapport de gestion dans une section « Gouvernement d'entreprise » :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Sections de l'URD
Information sur les rémunérations		
3.1. Politique de rémunération des mandataires sociaux	L. 22-10-8, I., alinéa 2 du Code de commerce	Section 4.6.1
3.2. Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	L. 22-10-9, I., 1° du Code de commerce	Sections 4.6.1 et 4.6.2
3.3. Proportion relative de la rémunération fixe et variable	L. 22-10-9, I., 2° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.4. Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	L. 22-10-9, I., 3° du Code de commerce	Section 4.6.1.1
3.5. Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	L. 22-10-9, I., 4° du Code de commerce	Section 4.6.1.1
3.6. Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	L. 22-10-9, I., 5° du Code de commerce	Section 4.6.2.3
3.7. Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	L. 22-10-9, I., 6° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.8. Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	L. 22-10-9, I., 7° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.9. Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	L. 22-10-9, I., 8° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.10. Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée générale ordinaire prévu au II de l'article L. 225-100 (jusqu'au 31 décembre 2020) puis au I de l'article L. 22-10-34 (à partir du 1er janvier 2021) du Code de commerce	L. 22-10-9, I., 9° du Code de commerce	Section 4.6.1
3.11. Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	L. 22-10-9, I., 10° du Code de commerce	n/a
3.12. Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des administrateurs en cas de non-respect de la mixité du Conseil d'administration)	L. 22-10-9, I., 11° du Code de commerce	n/a
3.13. Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	L. 225-185 du Code de commerce	n/a
3.14. Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce	Section 4.6.4
Informations sur la gouvernance		
3.15. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du Code de commerce	Sections 4.2 et 4.3
3.16. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du Code de commerce	Section 7.5 et Notes 12 et 22 de l'annexe aux comptes consolidés en section 6.1
3.17. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du Code de commerce	Section 7.3.3
3.18. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 4.3.1
3.19. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	Section 4.2
3.20. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du Code de commerce	Section 3.3.3.1
3.21. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
3.22. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	Section 4.1
3.23. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	Section 7.2.8
3.24. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6° du Code de commerce	Section 7.5.3
3.25. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du Code de commerce	Sections 7.2 et 7.3

8.4.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière

Le présent Document d'enregistrement universel inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2022 établie en application des articles L. 22-10-36 et R. 225-105 du Code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la déclaration de performance extrafinancière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Rubriques	Texte de référence	Sections de l'URD
5.1.	Modèle d'affaires (ou modèle commercial)	L. 233-13 du Code de commerce	Sections 1.1 et 1.4
5.2.	Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 1° du Code de commerce	Chapitre 3 et section 2.2
5.3.	Informations sur la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité, et les effets de cette activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en œuvre pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	L.225-102-1, III, L. 22-10-36, R. 225-104 et R. 225-105, I. 1° du Code de commerce	Chapitre 3
	Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	L. 225-102-1 et R. 225-105, I. 3° du Code de commerce	
5.4.	Sujets RSE à enjeux issus de la matrice de matérialité	Indicateurs clés de performance	Chapitre 3
	Trajectoire carbone ambitieuse	Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité ✓	Section 3.1.1
	Solutions de compensation carbone	Taux de déploiement du guide de cadrage sur les solutions de compensation carbone	Section 3.1.1.6
	Adaptation au changement climatique	Taux de déploiement des nouveaux plans d'adaptation au changement climatique	Section 3.1.3
	Développement des usages de l'électricité et services énergétiques	Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants	Section 3.1.4
	Biodiversité	Taux de réalisation des engagements Groupe dans le cadre du dispositif act4nature international	Section 3.2.1
	Gestion responsable du foncier	Taux de mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usages du foncier	Section 3.2.2
	Gestion intégrée et durable de l'eau	Intensité Eau : eau consommée/production électrique du parc ✓	Section 3.2.3
	Déchets radioactifs et conventionnels, et économie circulaire	Taux annuels de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation	Section 3.2.4
	Sûreté, santé et sécurité de tous	LTIR Global	Section 3.3.1
	Éthique, conformité et droits humains	Taux annuel de retour vers les alerteurs dans le délai maximum d'un mois, les informant sur la recevabilité et la suite de la procédure de traitement de leur signalement	Section 3.3.2
	Égalité, diversité et inclusion	Taux de mixité : présence de femmes dans les Comités de Direction des entités du Groupe	Section 3.3.3
	Précarité énergétique et innovation sociale	Actions de conseil effectuées annuellement auprès des clients dans le cadre du dispositif de l'accompagnement énergie	Section 3.3.4
	Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	Section 3.4.1
	Développement territorial responsable	Taux annuel d'achats à des PME en France	Section 3.4.2
	Développement des filières industrielles	Taux de réalisation des actions de soutien accompagnées par EDF en faveur de la relocalisation et du maintien des compétences de la filière nucléaire (Programme France Relance)	Section 3.4.3
	Numérique responsable	Taux de réalisation des engagements pris par EDF auprès de l'Institut du Numérique Responsable (INR)	Section 3.4.4
5.5.	Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 1° du Code de commerce	Sections 3.3.3, 3.5.3, 3.4.2.1 et 3.3.1.3

	Rubriques	Texte de référence	Sections de l'URD
5.6.	Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 2° du Code de commerce	Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1
5.7.	Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	L. 225-102-1 et R. 225-105, II. A. 3° du Code de commerce	Section 3.4.2
5.8.	Informations relatives à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale	L. 22-10-36 et R. 225-105, II. B. 1° du Code de commerce	Section 3.3.2.2
5.9	Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	L. 22-10-36 et R. 225-105, II. B. 2° du Code de commerce	Sections 3.9 et 3.3.2
5.10.	Informations spécifiques : • Politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; • Capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; • Moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 2.1.3.7
5.11.	Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	L. 225-102-1, III et R. 225-105 du Code de commerce	Section 3.5.3
5.12.	Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	L. 225-102-1, III et R. 225-105-2 du Code de commerce	Section 3.8.4
	Éligibilité et alignement des activités du Groupe à la taxonomie Européenne		Section 3.8.3

✓*Valeur 2022 faisant l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par Deloitte & Associés.*

8.4.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent Document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2022 établi en application des articles L. 451-1-2 du code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du Document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections de l'URD
1. Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	Section 8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	Section 8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	Sections 6.2 et 6.4

Glossaire

AIEA	**Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).**
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé suite à la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN	Autorité de sûreté nucléaire. Pour un descriptif de ses missions, se reporter à la section 1.4.1.1.2.1.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Voir la section 1.4.2.1.1.
Cycle Combiné à Gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Voir la section 1.4.1.1.2.3.
Déchets	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HA) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (*European Pressurized water Reactor*). De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.

AIEA	**Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).**
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : ● la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ● la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ● la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ● la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Hydrogène	La conversion du gaz naturel en hydrogène génère du CO_2 d'où la qualification d'hydrogène « gris ». Cette forme d'hydrogène est utilisée à grande échelle, notamment dans l'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais. L'hydrogène dit « bleu » est obtenu lorsque le CO_2 émis est capté puis réutilisé ou stocké. L'hydrogène dit « vert » est produit à partir d'énergies renouvelables. L'électricité produite par les éoliennes ou panneaux solaires est transformée avec de l'eau par un processus d'électrolyse. Aucun gaz à effet de serre n'est alors émis. L'hydrogène peut être stocké en grandes quantités puis reconverti en électricité.
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. L'IRSN est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Microgrid	Les *microgrids*, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.

AIEA	**Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).**
Scopes 1, 2 et 3	EDF établit annuellement un Bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard : ● le scope 1 couvre les émissions directes générées par ses actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF6 et de fluides frigorigènes ; ● le scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de ses sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des data centers, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ; ● le scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez ses fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez ses clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finals, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finals) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs…).
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
SMR	Les SMR (*Small Modular Reactors*), petits réacteurs modulables en français, sont des centrales de petit format, dotées d'un ou plusieurs réacteurs d'une puissance unitaire inférieure à 300 MWe. Cette petite puissance permet de réduire certains systèmes, de standardiser le design et de réduire ainsi la durée des chantiers afin d'améliorer leur compétitivité.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
taxonomie verte européenne	Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : ● uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; ● uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ; ● uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « URD »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir également un effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et la section 5.1.5 « Perspectives financières », sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

Crédits photos : Couverture : Parc éolien en mer de Saint-Nazaire, Loire-Atlantique ©Gaëtan Bernard
Chapitre 1 : Centrale nucléaire de Cattenom, Moselle ©Christophe Guibbaud / Capa Pictures
Chapitre 2 : R&D EDF Lab Les Renardières, Seine-et-Marne ©Adrien Daste / Capa Pictures
Chapitre 3 : Centrale solaire de Toul-Rosières, Meurthe-et-Moselle ©Brice Portolano
Chapitre 4 : Parc éolien des Portes de Champagne, Marne ©Marc Didier / PWP
Chapitre 5 : Barrage des Gloriettes, GEH Adour et Gaves, Hautes-Pyrénées ©Franck Oddoux / PWP
Chapitre 6 : Systèmes de réfrigération nécessaires au fonctionnement du Data Center Noé, Val de Reuil, Eure ©Marc Caraveo
Chapitre 7 : Barrage de Serre-Ponçon, Hautes-Alpes ©Gaëtan Bernard
Chapitre 8 : Centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux, Loir et Cher ©Cyrus Cornut / TOMA

Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

Conception & réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

MARS 2023

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 2 000 466 841 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

Relations investisseurs
Direction Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
edf.fr
edf.fr/finance