Document de référence
Rapport financier annuel 2016

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), 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 de référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre 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 le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document de référence 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 de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 1.3 (« Stratégie du Groupe »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes 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 au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »).

En application de la législation européenne et française, RTE et ERDF, qui sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document de référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il sera fait mention, dans le reste du document, de RTE et de ERDF sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document de référence, avant ses annexes.

SOCIÉTÉ ANONYME
AU CAPITAL DE 1 054 568 341,50 EUROS
SIÈGE SOCIAL : 22-30, AVENUE DE WAGRAM
75382 PARIS CEDEX 08
552 081 317 RCS PARIS

Groupe EDF

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Rapport financier annuel 2016

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 6 mars 2017, conformément à l'article 212-13 de son règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 à 414) du document de référence 2015 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2014 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2014 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, figurant au chapitre 5 (pages 262 à 301) du document de référence 2015 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, figurant au chapitre 9 (pages 176 à 210) du document de référence 2014 du groupe EDF.

Des exemplaires du présent document de référence 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 internet de l'AMF (http://www.amf-france.org).

SOMMAIRE

Gouvernement d'entreprise *4*

1 Présentation du groupe EDF 7

1.1 Histoire et évolution de la Société 8
1.2 Organisation du Groupe 10
1.3 Stratégie du groupe EDF 12
1.4 Description des activités du Groupe 17
1.5 Environnement législatif et réglementaire 81
1.6 Recherche et développement, brevets et licences 98
1.7 Propriétés immobilières 105

2 Facteurs de risques et cadre de maîtrise 107

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté 108
2.2 Le contrôle interne du groupe EDF 128
2.3 Facteurs de dépendance 140
2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 141
2.5 Assurances 151

3 Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines 155

3.1 Introduction 156
3.2 Exigences environnementales et sociétales 164
3.3 Ressources humaines 198
3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques 212
3.5 Notation extrafinancière 223
3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes 224

4 Gouvernement d'entreprise 229

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 230
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 232
4.3 Organes créés par la Direction Générale 254
4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation, de conflits d'intérêts et de contrats de service des membres des organes d'administration et de direction générale 257
4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 258
4.6 Rémunération et avantages 260
4.7 Rapport 2016 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 264
4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration 265

5 Performances du Groupe en 2016 et perspectives 267

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 268
5.2 Événements postérieurs à la clôture 313
5.3 Évolution des prix de marché en janvier 2017 314
5.4 Prévisions 2017 314
5.5 Perspectives 317

6 États financiers 319

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2016 320
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 437
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2016 439
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 497
6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 499
6.6 Politique de distribution de dividendes 500
6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 501
6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(green bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 501

7 Informations générales concernant la Société et son capital 507

7.1 Informations générales concernant la Société 508
7.2 Actes constitutifs et statuts 508
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 511
7.4 Marché des titres de la Société 517
7.5 Opérations avec des apparentés 519
7.6 Contrats importants 522

8 Informations complémentaires 523

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 524
8.2 Responsables du contrôle des comptes 525
8.3 Documents accessibles au public 525
8.4 Calendrier de communication financière 525
8.5 Tables de concordance 526

Glossaire *531*

Gouvernement **d'entreprise**

LE CONSEIL D'ADMINISTRATION

ATTRIBUTIONS

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité et veille à leur mise en œuvre. Il délibère sur les principales orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques ainsi que sur les sujets que la loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

COMPOSITION

Présidé par Jean-Bernard Lévy, le Conseil d'administration est constitué comme suit :

11 administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires :

Jean-Bernard LÉVY, Président-Directeur Général d'EDF

Olivier APPERT, Délégué général de l'Académie des Technologies

Philippe CROUZET, Président du Directoire de Vallourec

Bruno LAFONT, Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim et Président d'honneur de Lafarge

Bruno LÉCHEVIN, Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Marie-Christine LEPETIT, Chef du service de l'Inspection générale des finances

Colette LEWINER, Administratrice professionnelle

Christian MASSET, Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du développement international

Laurence PARISOT, Directrice associée chez Gradiva

Claire PEDINI, Directrice Général Adjointe, chargée des ressources humaines de Saint-Gobain

Michèle ROUSSEAU, Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France au sein du Conseil général de l'environnement et du Développement durable*

1 représentant de l'État :

Martin VIAL, Commissaire aux participations de l'État

6 administrateurs élus par les salariés :

Christine CHABAUTY, parrainée par la CGT

Jacky CHORIN, parrainé par FO

Marie-Hélène MEYLING, parrainée par la CFDT

Jean-Paul RIGNAC, parrainé par la CGT

Christian TAXIL, parrainé par la CFE-CGC

Maxime VILLOTA, parrainé par la CGT

En outre, le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration.

* *Le Conseil d'administration a décidé, conformément aux articles L. 225-24 du Code de commerce et 13 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, de nommer à titre provisoire Mme Michèle Rousseau, en qualité d'administratrice en remplacement de M. Gérard Magnin, démissionnaire, et ce pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018. La nomination de Mme Rousseau sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 18 mai 2017.*

LE COMITÉ EXÉCUTIF

COMPOSITION

01

02

03

04

05

06

07

08

09

10

11

12

13

14

01 Jean-Bernard LÉVY
Président-Directeur Général d'EDF.

02 Marc BENAYOUN
Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Italie et Gaz. Il est en outre administrateur délégué d'Edison.

03 Antoine CAHUZAC
Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Énergies Renouvelables. Il assure en outre la Direction Générale d'EDF Énergies Nouvelles.

04 Xavier GIRRE
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe.

05 Véronique LACOUR
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

06 Henri LAFONTAINE
Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Clients, Services et Action Régionale. Il supervise Dalkia et Citelum. Il est également Directeur Commerce.

07 Marianne LAIGNEAU
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

08 Dominique MINIÈRE
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

09 Vincent DE RIVAZ
Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy.

10 Simone ROSSI
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale.

11 Pierre TODOROV
Directeur Exécutif Groupe chargé du Secrétariat Général du Groupe.

12 Philippe TORRION
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation. Il supervise EDF Trading.

13 Xavier URSAT
Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il supervise Sofinel.

14 Alexandre PERRA
Secrétaire du Comité exécutif.

ATTRIBUTIONS

Le Comité exécutif 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.

1

Présentation du groupe EDF

1.1 Histoire et évolution de la Société 8

1.2 Organisation du Groupe 10

1.2.1 Organigramme 10
1.2.2 Relations contractuelles intragroupe 12

1.3 Stratégie du groupe EDF 12

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 12
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 13
1.3.3 Politique d'investissement 16

1.4 Description des activités du Groupe 17

1.4.1 Activités de production d'électricité en France 17
1.4.2 Activités de commercialisation 44
1.4.3 Activités d'optimisation et *trading* *48*
1.4.4 Activités régulées en France 49
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 57
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 76

1.5 Environnement législatif et réglementaire 81

1.5.1 EDF entreprise publique 81
1.5.2 Service public en France 81
1.5.3 Législation relative au marché de l'électricité 83
1.5.4 Législation relative au marché du gaz 87
1.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité 88
1.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité 88
1.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie 98

1.6 Recherche et développement, brevets et licences 98

1.6.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 99
1.6.2 Les priorités de la R&D 100
1.6.3 L'international et les partenariats 104
1.6.4 Politique de propriété intellectuelle 105

1.7 Propriétés immobilières 105

1.7.1 Actifs immobiliers tertiaires 105
1.7.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 105
1.7.3 Prêts d'accession à la propriété 105

1.1 Histoire et évolution de la Société

Dans le cadre de la nationalisation des secteurs de l'électricité et du gaz, la loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) et fonde le statut du personnel des Industries électriques et gazières (les IEG). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les années 1946-2000 sont marquées par le développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique (charbon puis fioul) et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et de Serre-Ponçon en 1960. En 1963, EDF met en service la première unité de production nucléaire à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière réacteur à eau pressurisée (REP), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales.

À partir des années 1990, EDF s'implante de manière significative à l'étranger avec notamment, en décembre 1998, l'acquisition de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005), et avec la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, avec l'acquisition de EPN Distribution plc. et de Seeboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées en Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion de la réglementation communautaire. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé, ouvrant ainsi 30 % du marché en mai 2000, puis 37 % en février 2003, et 69 % en juillet 2004, avec l'ouverture de l'ensemble du marché des professionnels. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec l'ouverture du marché des résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommé RTE Réseau de Transport d'Électricité), en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie nationale du Rhône à Suez (désormais Engie).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

En 2005, EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) prennent le contrôle conjoint d'Edison à la suite du lancement d'une offre publique d'achat. Le Groupe met par ailleurs en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor (Argentine) et Light (Brésil), ainsi que ses actifs au Mexique.

EDF est introduit en bourse en novembre 2005 par l'émission de 196 371 090 actions nouvelles et la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Cette opération est suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin 2006, EDF Énergies Nouvelles, détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en bourse.

Depuis le 1er janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Enedis (anciennement ERDF), détenue à 100 % par EDF et issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En 2008-2009, le groupe EDF devient un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint venture avec l'électricien chinois CGN et en rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis. EDF acquiert par ailleurs 51 % de la société belge EDF Luminus, participation portée à 63,5 % courant 2010.

EDF cède en 2010 ses réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong, et en 2011 sa participation dans EnBW au Land de Bade-Wurtemberg.

En 2011, EDF renforce son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans EDF Énergies Nouvelles à 100 % à l'issue d'une offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange suivie d'un retrait obligatoire.

En 2012, après plus de sept ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe, qui s'appuiera sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière.

En 2014, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires de la société Constellation Energy Nuclear Group (CENG), détenue à 49,99 % par EDF et à 50,01 % par Exelon. En outre, EDF reprend l'intégralité des activités de Dalkia en France, y compris le groupe Citelum, tandis que les activités du groupe Dalkia à l'international sont reprises par Veolia. Enfin, F2i, Edison et EDF Énergies Nouvelles créent le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables, détenu à 70 % par F2i et à 30 % par une société holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles.

En 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un Accord Stratégique d'Investissement non engageant pour la construction et l'exploitation de la centrale nucléaire de Hinkley Point C dans le Somerset. Ce partenariat a été approuvé le 28 juillet 2016 par le Conseil d'administration d'EDF. La signature de la documentation contractuelle est intervenue le 29 septembre 2016.

En 2015 et 2016, EDF et AREVA SA ont conclu deux protocoles d'accord non engageants prévoyant l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP, la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets de nouveaux réacteurs, et la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global. Conformément aux termes de ces protocoles, un contrat fixant les conditions de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP »)[1] filiale à 100 % d'AREVA NP a été conclu le 15 novembre 2016. La réalisation de cette cession reste toutefois soumise à plusieurs conditions suspensives (voir section 1.4.1.2.3.4 « Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA »).

Conformément à une demande formulée par le ministre des Finances et des Comptes publics et le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique dans un communiqué commun en date du 22 avril 2016, EDF a, par ailleurs, conclu le 14 décembre 2016 un accord visant à céder une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances. La réalisation de cette cession reste toutefois notamment soumise à l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

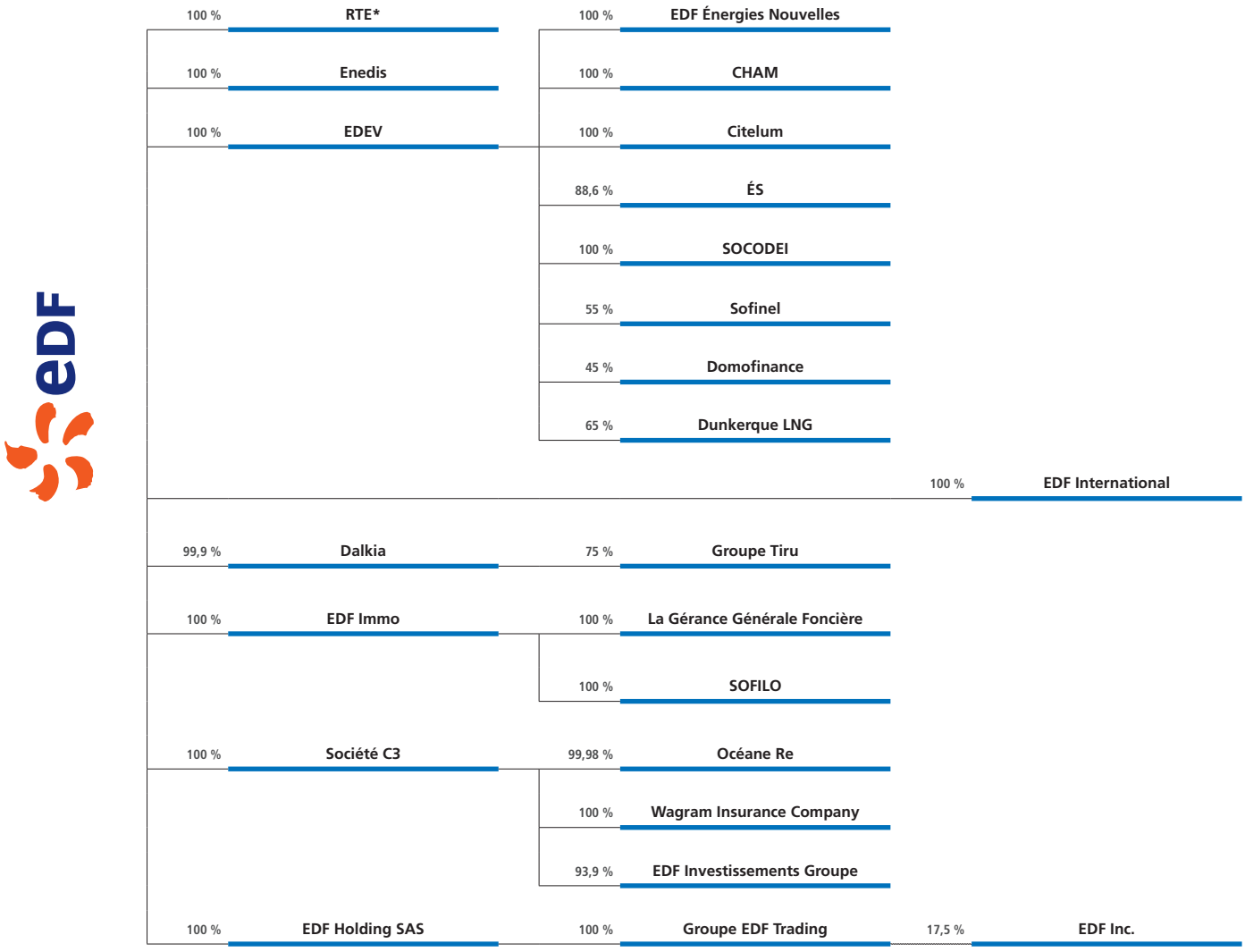
1. *Cette entité est appelée indifféremment « New NP » ou « New AREVA NP » dans le présent document de référence.*

1.2 Organisation du Groupe

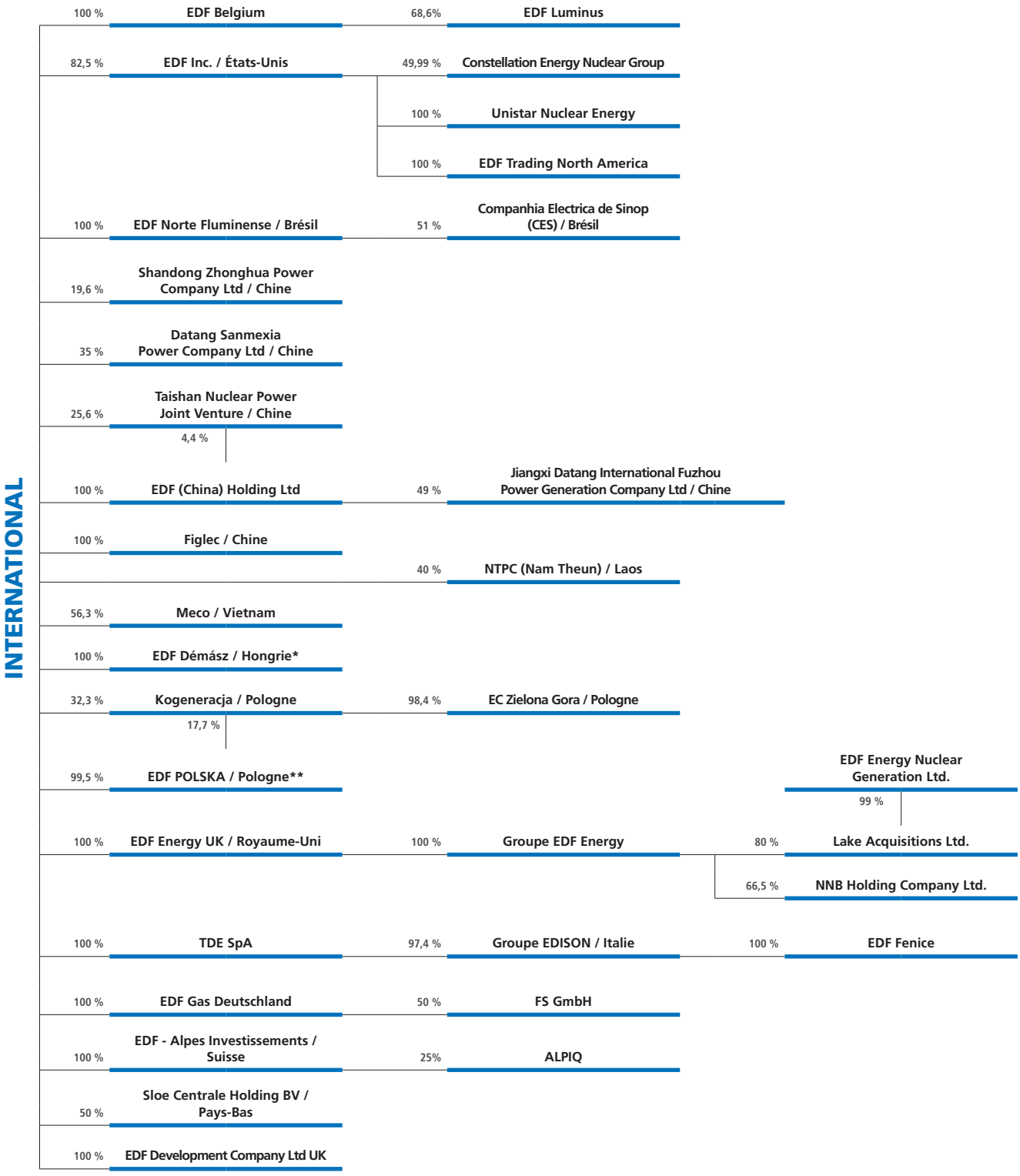
1.2.1 ORGANIGRAMME

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2016 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 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.



* *Cession en cours de 49,9 % du capital.*



* *Cédée le 31 janvier 2017.*
** *Cession en cours.*

1.2.2 RELATIONS CONTRACTUELLES INTRAGROUPE

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 à la section 7.5.4 du présent document de référence.

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau d'EDF. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chacune des filiales définit les conditions spécifiques de la relation (rémunération des soldes, etc.).

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe, dont une part substantielle est versée par l'entité EDF International. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2016 un montant total de dividendes de 2 194 millions d'euros.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise une partie du financement de ses filiales étrangères via la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet principal est d'accorder des financements intragroupes de moyen et long termes.

Par ailleurs, les achats de combustibles nucléaires sont centralisés au sein d'EDF SA y compris ceux destinés à sa filiale EDF Energy.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, des contrats de prestations de services intragroupes ont été mis en place avec les principales filiales du périmètre de consolidation depuis 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

Assurances

Des protocoles d'adhésion sont formalisés entre les filiales et EDF afin de les faire bénéficier des couvertures apportées par les programmes d'assurance Groupe.

1.3 Stratégie du groupe EDF

1.3.1 ENVIRONNEMENT ET ENJEUX STRATÉGIQUES

Le marché et le contexte réglementaire européen mettent aujourd'hui le modèle économique des électriciens en contrainte, alors que des investissements importants sont toujours requis pour maintenir les actifs existants et, à plus long terme, pour renouveler les parcs de production :

- les prix des combustibles sont en baisse (pétrole, gaz, charbon) et même si une légère remontée s'est amorcée sur la toute fin d'année, les niveaux moyens de 2016 ont été inférieurs à ceux de 2015 ;
- le prix du CO_2 demeure très bas, en décalage avec les ambitions de décarbonation et des transitions énergétiques en Europe ;
- ce prix bas du CO_2 maintient, de fait, une viabilité économique des moyens de production charbon et lignite dans un contexte où la demande d'électricité reste atone (+ 0,5 % en moyenne annuelle entre 2000 et 2014 [1]) et où néanmoins d'importantes capacités d'énergies subventionnées sont raccordées aux réseaux. Dès lors, la situation de surcapacité du parc de production européen, qui pourrait appeler des déclassements massifs supplémentaires en Europe, explique des prix de marché de l'électricité historiquement bas : ainsi, en France, alors qu'ils s'étaient établis autour de 40 €/MWh en 2015, les prix de marché de l'électricité France N + 1 ont oscillé entre 26 et 33 €/MWh au cours du premier semestre 2016. À partir d'octobre 2016, les prix de marché à terme pour livraison en 2018 ont légèrement remonté pour s'établir autour de 34-38 €/MWh.

Par contraste, dans les pays émergents, la consommation d'électricité est en forte croissance, notamment en Asie, ce qui profite aux électriciens de ces zones avec des prévisions [1] de l'ordre de + 160 TWh par an en Chine entre 2014 et 2040 (+ 2,35 % par an en moyenne) et + 44 TWh par an en Afrique (+ 4,0 % par an), contre + 13 TWh par an dans l'Union européenne (+ 0,4 % par an).

En Europe, la France et le Royaume-Uni développent des politiques d'indépendance énergétique bas carbone reposant principalement sur un mix conjuguant efficacité énergétique, énergies renouvelables et nucléaire. Ainsi, le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor, Contracts for Difference,* marché de capacité, etc.). En France, l'électricité est également utilisée comme vecteur de décarbonation, et la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un plafond de 63,2 GW de capacité nucléaire installée en France, capacité compatible avec un développement des énergies renouvelables dans le mix énergétique, compte tenu de l'évolution de la demande et des capacités d'exportation.

1. *Source : AIE,* World Energy Outlook, *novembre 2016.*

De fait, l'accord trouvé à Paris lors de la 21e Conférence des Parties (COP 21) confirme la mobilisation contre le changement climatique et la montée en puissance des transitions énergétiques au-delà de l'Europe. Cet accord, ratifié par 111 pays à fin novembre 2016, est entré en vigueur. La COP 22, qui s'est tenue au Maroc en novembre 2016, a confirmé la feuille de route décidée à Paris.

De leur côté, les clients aspirent à être de plus en plus acteurs de leur consommation, et les territoires, acteurs de leur politique énergétique. Ces nouvelles attentes poussent les énergéticiens à imaginer de nouvelles solutions et de nouveaux modèles plus décentralisés, facilités par les innovations technologiques du numérique et des télécommunications, et par l'émergence de nouveaux usages dont le véhicule électrique.

Le secteur électrique est donc plus que jamais en transformation, au croisement des évolutions technologiques et sociétales de moyen et de long terme. Dans ce contexte, et avec ces perspectives, les électriciens européens ont réduit leurs investissements et les réorientent vers des segments ciblés, notamment dans les énergies renouvelables et les solutions bas carbone, les zones de croissance à l'international, les réseaux, la fourniture aux clients et les services.

Ainsi, EDF se mobilise pour répondre à des enjeux stratégiques spécifiques :

- être un acteur responsable de la lutte contre le changement climatique : contribuer à la réalisation des objectifs de la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte en France, à ceux du *Climate Change Act* au Royaume-Uni et plus largement à ceux des Paquets Énergie-Climat 2020 et 2030 de l'Union européenne ;
- garantir la performance économique et la sûreté des actifs nucléaires ;
- innover pour se différencier et pour être en capacité technologique et économique de renouveler et d'élargir ses productions et ses services, en particulier numériques, aux clients, et contribuer ainsi à l'efficacité énergétique et à la sécurité d'approvisionnement ;
- inscrire dans la durée le groupe EDF comme un acteur emblématique de service public, notamment en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, de respect de la personne, de responsabilité et d'éthique dans la conduite des affaires ;
- mettre le groupe EDF sur une trajectoire de création de valeur pérenne pour l'ensemble des parties prenantes ;
- créer les conditions qui permettent la participation de chacun à la transformation du groupe EDF.

Ainsi, face à un contexte de marché particulièrement difficile, le groupe EDF se mobilise et a défini la stratégie CAP 2030 pour être en mesure de financer ses développements prioritaires malgré son endettement élevé.

1.3.2 PRIORITÉS DE LA STRATÉGIE CAP 2030

Être un électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone : c'est l'ambition du groupe EDF, portée par la stratégie CAP 2030. Cette ambition se décline en trois priorités, qui combinent la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production bas carbone, avec un mix équilibré entre énergies nucléaire et renouvelables ;
- développement international.

En tout, ce sont plus d'une quinzaine de programmes stratégiques qui ont été lancés en 2015 et poursuivis en 2016, concrétisant chacune de ces trois priorités.

L'atteinte de cette ambition repose également sur un programme de transformation en quatre axes : innovation et numérique, ambition humaine, responsabilisation et pilotage de la performance, simplification.

1.3.2.1 Proximité avec les clients et les territoires

Afin d'accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique, le groupe EDF leur propose des solutions énergétiques bas carbone compétitives et s'est doté d'une expertise industrielle dans les réseaux intelligents.

La position forte du groupe EDF dans les services énergétiques au travers de Dalkia et d'autres filiales (Sodetrel, Edelia, Netseenergy) lui permet d'accompagner les clients dans leur recherche de performance énergétique et de développement des systèmes locaux.

S'agissant des clients particuliers, le groupe EDF propose et continue à développer une gamme de services énergétiques numériques, commercialisée en France et dans les « pays cœurs européens » (Royaume-Uni, Italie, Belgique). Ainsi, le lancement en 2016 de Sowee (filiale proposant des offres innovantes dans le domaine de la maison connectée) témoigne de l'engagement d'EDF à répondre aux nouvelles attentes de ses clients, en particulier le bien-être durable dans l'habitat. Les offres existantes et la relation client continueront par ailleurs d'être enrichies par de nouvelles technologies et fonctionnalités numériques, facilitées notamment par les systèmes de compteurs communicants déployés dans plusieurs pays.

Le groupe EDF s'inscrit pleinement dans la transition énergétique :

- en proposant ou en développant des solutions d'économies d'énergie auprès de ses clients (isolation, solutions à haut rendement, déploiement d'outils numériques comme e.quilibre permettant aux clients particuliers de suivre leur consommation etc.) ;
- en travaillant à la substitution des énergies fossiles par de nouveaux usages performants de l'électricité, pouvant présenter un potentiel de dizaines de térawattheures supplémentaires en France à l'horizon 2030 (mobilité électrique, pompe à chaleur, habitat bas carbone etc.) ;
- en développant des capacités de production d'électricité décarbonées et décentralisées telles que l'offre en autoconsommation « Mon soleil et moi » ;
- en développant et exploitant des réseaux de chaleur utilisant des énergies renouvelables et de récupération.

Enfin, le développement des énergies renouvelables, le déploiement des compteurs communicants Linky[1] et l'émergence des métropoles placent les réseaux de distribution en première ligne de la transformation du système électrique. Le distributeur a ainsi un rôle clé de facilitateur de la transition énergétique.

Pour accompagner les transitions énergétiques, le groupe EDF accélère la Recherche & Développement sur le stockage, le solaire, la mobilité électrique, les systèmes électriques intelligents et les solutions énergétiques territoriales durables *(smart cities)*.

Il accentue également ses efforts en matière d'innovation pour répondre aux attentes de ses clients et proposer des solutions et des services adaptés aux nouveaux modes de consommation, en utilisant des modes de relations plus numériques.

Enfin, dans le cadre de CAP 2030, le groupe EDF a également engagé une réflexion sur son ambition Développement durable en matière de responsabilité d'entreprise.

1. *Linky est un projet porté par Enedis, gestionnaire du réseau de distribution. Dans un souci de lisibilité, il sera simplement fait mention, dans le reste du document, de Linky, sans préciser systématiquement qu'il s'agit d'un projet porté par Enedis.*

1.3.2.2 Production bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

Pour rester leader de la production d'électricité bas carbone, le groupe EDF accélère le développement des énergies renouvelables tout en garantissant la sûreté, la performance et la compétitivité du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire. De fait, le parc nucléaire d'EDF donne déjà à la France une avance considérable vis-à-vis de ses voisins en termes de limitation des émissions de gaz à effet de serre, tout en assurant un coût de l'électricité inférieur.

L'ambition de production bas carbone passe d'abord par la consolidation de la base d'actifs hydrauliques et nucléaires :

- EDF investit régulièrement dans les concessions hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et proposera des solutions renforçant le productible hydraulique ;
- EDF investit pour obtenir l'autorisation de prolonger, dans les meilleures conditions de sûreté, la durée de fonctionnement du parc nucléaire français au-delà de 40 ans, la compétitivité de ce parc et sa place dans un mix bas carbone étant en effet avérées. Dans ce cadre, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du « Grand carénage » le 22 janvier 2015 (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques » – « programme d'investissements du parc nucléaire existant en France »). Par ailleurs, le Conseil d'administration du 28 juillet 2016 a approuvé l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) en France, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) après chaque visite décennale. Ces décisions sont compatibles avec la programmation pluriannuelle de l'énergie. Le projet de fermeture de la centrale de Fessenheim a fait l'objet d'une procédure de consultation du Comité central d'entreprise qui, lors de sa séance du 10 janvier 2017, a émis à l'unanimité un avis défavorable. Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017 a approuvé les termes du protocole d'indemnisation et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF. Le Conseil a également décidé que la présentation de la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter Fessenheim donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires » – « Projet de fermeture de la centrale de Fessenheim ») ;
- des investissements sont aussi réalisés pour prolonger la durée de fonctionnement de l'ensemble du parc nucléaire britannique de huit ans en moyenne ;
- électricien responsable, le groupe EDF continuera à investir dans la préparation à la déconstruction du parc nucléaire et à la gestion des déchets en France et au Royaume-Uni.

Le groupe EDF poursuivra de nouveaux développements équilibrés entre le nouveau nucléaire et les énergies renouvelables. Les principaux enjeux du nouveau nucléaire concernent :

- la mise en service de Flamanville 3 et de Taishan ;
- le projet de construction et d'exploitation de deux EPR à Hinkley Point pour lesquels les contrats définitifs ont été signés le 29 septembre 2016 par EDF, CGN et le gouvernement britannique ;
- la préparation des réacteurs de demain avec le projet EPR Nouveau Modèle mené conjointement avec AREVA ;
- le partenariat stratégique et industriel avec AREVA qui comprend notamment l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'une nouvelle société groupant les activités de conception et de fourniture de chaudières nucléaires et d'assemblages combustibles d'AREVA et la création d'une société détenue à 80 % par EDF et dédiée à la conception et la construction de l'îlot nucléaire pour les projets de nouveaux réacteurs.

S'agissant des énergies renouvelables, les nouveaux moyens développés seront pour l'essentiel l'éolien terrestre, le photovoltaïque, l'hydraulique et l'éolien *offshore*. Le développement hors de France de ces actifs est conduit en cohérence avec la stratégie internationale du groupe EDF. À ce titre, le Groupe a renforcé tout au long de l'année 2016 son ancrage dans les énergies renouvelables par le développement de nouveaux projets en France, mais également aux États-Unis, au Brésil, au Chili, en Inde et en Chine (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En cohérence avec la priorité d'une production bas carbone, EDF soutient la nécessité de mettre en place des mesures visant au relèvement du prix du CO_2 telles que le principe soutenu par le gouvernement français d'un corridor de prix pour les quotas européens. EDF estime que de telles mesures doivent être appliquées à l'ensemble des filières pour être pleinement efficaces. Elles permettront d'orienter les décisions des acteurs industriels et financiers vers les gisements de réduction les moins coûteux et de donner aux actifs non émetteurs leur pleine valeur.

1.3.2.3 Développement international

Le groupe EDF veut être un acteur clé du paysage énergétique en France et dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) en participant à la sécurité énergétique, au renforcement de la compétitivité économique et à la décarbonation de l'économie européenne, en cohérence avec les politiques publiques.

Le Groupe se développe également hors Europe, de manière ciblée, dans quelques pays présentant un fort potentiel de croissance, et renforce ses compétences et la compétitivité de ses offres.

L'investissement dans des projets de production bas carbone et les activités de services énergétiques et d'ingénierie sont au cœur de la stratégie de développement du Groupe dans ces pays.

Une démarche volontariste est également à l'œuvre dans l'hydraulique pour reproduire l'incontestable succès du barrage au Laos, au travers de quelques projets spécifiques.

Des projets d'infrastructures régulées *gas-to-power* sont aussi développés là où ils constituent un élément essentiel de la transition énergétique. Toutes les compétences du Groupe utiles à ces développements sont mobilisées : renouvelables, services énergétiques, nouveau nucléaire mais aussi autres ingénieries (de réseaux, thermique, hydraulique, etc.), capacité de *trading* et d'acheminement de gaz en Europe et dans le monde.

1.3.2.4 Transformation

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

Le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement. Ainsi, en 2016, deux accords sociaux ont été signés par EDF SA concernant, d'une part, l'introduction du forfait jours pour les cadres et, d'autre part, un accord « compétences » destiné à dynamiser les parcours professionnels des salariés et à favoriser la mobilité interne et les formations promotionnelles.

Par ailleurs, la promotion de l'innovation, basée notamment sur des expérimentations (« labs » et plateformes de co-construction avec les clients) et sur un dispositif d'*open innovation,* contribuera à cette transformation. La création (en cours) d'une Direction en charge des « nouveaux *business* » complétera la palette d'outils dont EDF se dote progressivement pour relever les défis dans ce domaine.

La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels. La création d'une Direction de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle, qui regroupe les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier et de services partagés, traduit la volonté du Groupe d'accélérer dans ce domaine.

La recherche de performance a toujours été une priorité pour le groupe EDF. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (fonctions transverses, entités opérationnelles, etc.).

1.3.2.5 Développement durable

Dans le cadre de son projet stratégique CAP 2030, EDF a engagé une réflexion sur son ambition en matière de responsabilité d'entreprise, en lien avec le nouveau programme pour le Développement durable de l'ONU (2015-2030). Le résultat est un engagement fort au travers de six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, sur lesquels le Groupe s'est engagé à présenter chaque année les résultats, qui fixent une feuille de route aux métiers et aux filiales du Groupe pour réussir un développement rentable et responsable :

- aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par la COP 21, en améliorant encore les émissions de CO_2 du Groupe dont le niveau actuel constitue déjà une performance remarquable au regard des grands comparants européens ;
- intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité hommes/femmes et promotion sociale interne ;
- proposer de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits à 100 % des populations fragiles ;
- innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux ;
- organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet ;
- lancer une approche positive de la biodiversité en ne se limitant pas, à terme, à la connaissance ou à la réduction des impacts des activités du Groupe pour avoir un effet positif.

1.3.2.6 Les conditions de succès de CAP 2030

CAP 2030 permet au Groupe de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, renouvelable et nucléaire : services pour les clients, solutions énergétiques décentralisées. Les facteurs clés de la réussite de CAP 2030 sont :

- la maîtrise des grands projets, notamment les nouveaux modèles de réacteurs nucléaires, le programme du « Grand carénage » ou encore le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni ;
- la sélectivité des investissements dans les projets à l'international ;
- l'enrichissement de la gamme d'offres et l'exemplarité dans la relation client ;
- la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous ;
- la maîtrise des coûts.

Dans ce cadre, le Groupe a annoncé le 22 avril 2016 le lancement d'un plan de performance qui comprend :

- une optimisation des investissements nets (hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs) pour atteindre environ 10,5 milliards d'euros en 2018 ;
- une réduction des charges opérationnelles [1] de 0,7 milliard d'euros de 2015 à 2018, et de 1 milliard d'euros de 2015 à 2019 ;
- un plan de cession d'actifs d'environ 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020.

Voir également la section 5.5 « Perspectives ».

Le 26 juillet 2016, le Conseil d'administration d'EDF a acté le principe d'une augmentation de capital de 4 milliards d'euros afin de renforcer ses fonds propres. L'État, actionnaire à 85 % du Groupe, a annoncé qu'il y souscrirait à hauteur de 3 milliards d'euros.

À fin février 2017, le plan de cessions a connu des avancées significatives, les cessions signées ou réalisées depuis le 1er janvier 2015 représentant environ 6,7 milliards d'euros. Les principales cessions sont les suivantes :

- le 29 septembre 2016, CGN a signé un accord de partenariat avec EDF pour le développement du nouveau nucléaire en Grande-Bretagne. Cet accord se concrétise par l'acquisition par CGN de participations dans les sociétés de développement des projets du Nouveau Nucléaire en Grande Bretagne initiés par EDF à Hinkley Point (33,5 % dans HPC), à Sizewell (20 % dans SZC) et à Bradwell (66,5 % dans BRB) ;
- le 26 octobre 2016, au terme d'un processus concurrentiel ouvert, EDF a annoncé l'entrée en négociations exclusives avec IFM Investors, qui a remis au Groupe une offre ferme pour le rachat de ses activités de cogénération (chaleur et électricité) en Pologne. La centrale thermique au charbon de Rybnik (capacité de 1,8 GW) faisait l'objet d'un processus de cession séparé pour lequel le groupe EDF était en négociation exclusive avec EPH. La finalisation de ces deux transactions nécessitait la scission préalable d'EDF Polska en deux entités autonomes, regroupant d'un côté les actifs de cogénération et de l'autre, Rybnik. Le gouvernement polonais ayant communiqué au groupe EDF le 12 décembre 2016 la décision de ne pas autoriser cette scission, EDF étudie les motivations de ce refus et réserve tous ses droits. Le 27 janvier 2017, un protocole d'accord a été signé entre EDF et un consortium d'*utilities* polonaises composé de PGE, Enea, Energa et PGNiG. Ce protocole a pour objectif d'encadrer les discussions autour de la cession d'EDF Polska ;
- le 5 décembre 2016, EDF International SAS (EDFI) a signé avec l'entreprise nationale de service public Első Nemzeti Közműszolgáltató ZRt. (ENKSZ), contrôlée à 100 % par l'État hongrois, un accord définitif pour la cession de la totalité du capital de sa filiale hongroise EDF Démász ZRt. La transaction a été réalisée le 31 janvier 2017 suite à l'autorisation du contrôle hongrois des concentrations, à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, et à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie ;
- le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont signé un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité (RTE), ainsi que les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE. La valorisation définitive agréée est fixée à 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE, qui pourra éventuellement être complétée par un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros ;
- le 21 décembre 2016, JERA Trading et EDF Trading ont annoncé avoir signé des accords engageants pour l'acquisition par JERA Trading des activités de charbon et de fret d'EDF Trading. EDF Trading détiendra 33 % des parts de JERA Trading. La cession devrait être finalisée à la fin du premier semestre 2017 ;
- le 23 décembre 2016, Tikehau Investment Management a acquis un portefeuille d'environ 130 actifs de bureaux et activités auprès de SOFILO, foncière du groupe EDF. Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Île-de-France et en régions, développe une surface utile d'environ 300 000 mètres carrés ; cette opération a été réalisée dans le cadre d'une cession d'actifs assortie d'un contrat de location opérationnelle.

1. *À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.*

1.3.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

1.3.3.1 Investissements en 2016

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 14,4 milliards d'euros en 2016, contre 14,8 milliards d'euros en 2015. Certains investissements sont considérés comme des investissements de développement générant des cash-flows dans un horizon plus éloigné.

Ces investissements opérationnels de développement bruts correspondent essentiellement aux investissements dans le Nouveau Nucléaire, dans les énergies renouvelables et les services énergétiques. Ils ont représenté 4,9 milliards d'euros en 2016, dont 1,8 milliard dans les énergies renouvelables (y compris hydrauliques) et 2,1 milliards dans le Nouveau Nucléaire.

Les investissements nets ont été de 11,7 milliards d'euros en 2016, contre 12,7 milliards d'euros en 2015, répartis entre les domaines régulé (31 %) et non régulé (69 %). Ces investissements nets comprennent les nouveaux développements (y compris Linky, porté par Enedis [1], pour 0,3 milliard d'euros, ainsi que le Nouveau Nucléaire britannique pour 0,7 milliard d'euros) et les cessions d'actifs pour 1,1 milliard d'euros, dont la cession de 33 % du projet Hinkley Point C à CGN. Les nouveaux développements nets des cessions correspondent à des investissements nets de - 0,2 milliard d'euros en 2016, contre une cession nette de 0,3 milliard en 2015.

Dans le domaine non régulé, les investissements nets de développement de nouvelles capacités (notamment dans les énergies renouvelables et le Nouveau Nucléaire) représentent 2,3 milliards d'euros. Les investissements de maintenance s'élèvent à 5,7 milliards d'euros, dont 3,8 milliards d'euros pour la maintenance nucléaire en France.

Les investissements nets en France (9,4 milliards d'euros, dont 5,8 milliards dans le domaine non régulé, et 3,6 milliards dans le domaine régulé) sont en hausse de + 2,1 %, reflétant la volonté d'investissements du Groupe de ces dernières années dans l'outil industriel existant. Le Groupe a poursuivi ses efforts d'investissements à l'international (1,7 milliard d'euros), notamment par le biais de sa filiale EDF Energy au Royaume-Uni pour près de 0,6 milliard d'euros, et via sa filiale Edison en Italie pour 0,5 milliard d'euros. 0,6 milliard d'euros ont également été investis dans les autres métiers (EDF Énergies Nouvelles, activités gazières et Dalkia notamment), en grande partie localisés en France.

1.3.3.2 Programme d'investissements

À moyen terme, le Groupe a pour objectifs :

- de livrer de grands projets industriels, comme l'EPR *(European Pressurized water Reactor)* de Flamanville 3 en France, ainsi que les compteurs de distribution en France (Linky) représentant des investissements respectifs de 10,5 milliards d'euros [2] et de 4,5 milliards d'euros (voir les sections respectives 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville » et 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs ») ;
- de poursuivre ses investissements dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni afin de livrer le projet Hinkley Point C de 18 milliards de livres sterling en nominal [3] (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ») ;
- de poursuivre son plan industriel « Grand carénage » dans le nucléaire en France pour un montant d'investissement de 45 milliards d'euros$_{2013}$ (voir la section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») ;
- d'accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables tant en France qu'à l'international, en allouant plus de 2 milliards d'euros bruts par an au renouvelable sur la période 2017-2020.

En ce qui concerne les projets ci-dessus de Flamanville 3, Linky, Hinkley Point C et Grand carénage, ils ont été validés par les organes de gouvernance du Groupe. Quant aux investissements dans les énergies renouvelables, l'orientation affichée est cohérente avec les présentations faites aux organes de gouvernance du Groupe. Les engagements fermes pris par le Groupe sur des acquisitions d'actifs corporels et incorporels, notamment relatifs à ces projets, sont mentionnés en note 44.1.2.1 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016. Des engagements au titre de l'acquisition d'actifs corporels ont été contractualisés en 2017 dans le cadre de la construction de la centrale d'Hinkley Point C pour 2,7 milliards d'euros.

En 2020, le Groupe prévoit d'allouer plus de 50 % de ses investissements nets totaux dans les actifs régulés, Linky, le Nouveau Nucléaire britannique et le renouvelable.

Par ailleurs, conformément à sa stratégie d'électricien intégré et en cohérence avec la stratégie CAP 2030, le Groupe ciblera de façon sélective et en cohérence avec sa politique et ses contraintes financières, d'autres projets de développement que ceux déjà engagés : projets d'EPR Nouveau Modèle, projets du nouveau nucléaire britannique, nouveaux projets dans les énergies renouvelables, et des prises de participation à l'international.

1. *Filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.*
2. *Coût du projet de Flamanville 3 en euros 2015, hors intérêts intercalaires.*
3. *Les coûts nominaux ou actuels désignent la valeur des coûts à la date où ils sont engagés. Ils incluent l'impact de l'inflation de chaque année. Hors intérêts intercalaires.*

1.4 Description des activités du Groupe

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport (activité portée par RTE [1], participation mise en équivalence), la distribution (activité portée par Enedis), la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe (notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

Avec une puissance installée nette de 132,3 GWe [2] dans le monde au 31 décembre 2016 pour une production mondiale de 583,9 TWh, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde et, parmi les dix plus grands énergéticiens de la planète, du parc le moins émetteur de CO_2 par kilowattheure produit [3] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à 37,1 millions de comptes client [4] dans le monde (dont 26,2 millions en France).

Les activités de production d'électricité constituent des opérations non régulées et en concurrence, au même titre que la commercialisation d'électricité et de gaz (voir section 1.4.2 « Activités de commercialisation ») et l'optimisation amont/aval (voir section 1.4.3 « Activités d'optimisation et trading »). Le Groupe met ainsi en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture d'énergie à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

Par ailleurs, le Groupe est également présent dans les secteurs régulés du transport et de la distribution d'électricité, notamment par l'intermédiaire respectivement de RTE et d'Enedis, filiales gérées en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie (voir section 1.4.4 « Activités régulées en France »).

1.4.1 ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

En France continentale, les activités de production d'électricité sont partagées depuis 2015 entre la Direction du Parc Nucléaire et Thermique et le Pôle des Énergies Renouvelables. Outre ces deux directions, la Direction Ingénierie et Projet Nouveau Nucléaire est en charge des projets de développement des nouveaux moyens de production nucléaire du Groupe, en France comme à l'étranger. Ces trois directions disposent chacune de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité et apportent leurs compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir aussi section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »).

Atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production [5] et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- 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 : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisé en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO_2 grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;
- 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 installé

Avec une puissance installée totale de 92,3 GW en France continentale [6] au 31 décembre 2016, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant près de 9 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne [7]).

En 2016, la production du parc d'EDF en France a été de 431,7 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 438,3 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2016 de :

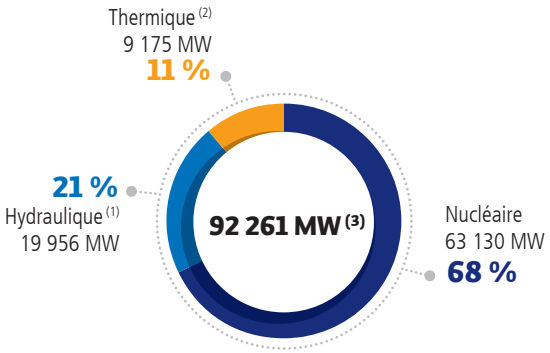
- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 500 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 31 ans ;

1. *Filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.*
2. *Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.*
3. *Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.*
4. *Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.*
5. *Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.*
6. *Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires ».*
7. *Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2015, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.*

- 26 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 25 ans ;
- 433 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 72 ans [1] (voir section 1.4.1.4.1 « Production hydraulique en France ») ;
- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ») et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia » – « Tiru ») ;
- 84 centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : groupe SHEMA (100 %) et CERGA (détenue à 50 %/50 % avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 140 MW de capacité installée en 2016.

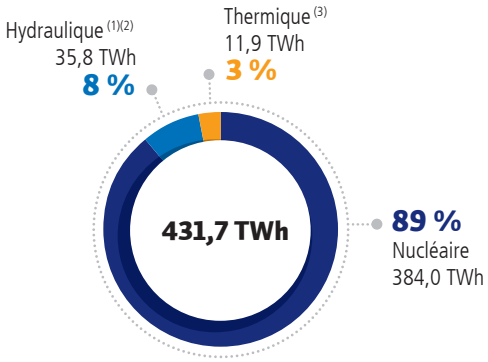
CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2016 EN FRANCE CONTINENTALE

Capacité installée



Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
(1) Hors Corse et outre-mer, soit 440 MW en 2016.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 623 MW en 2016.
(3) Hors capacités éoliennes de 12 MW et y compris capacités marémotrices de 240 MW.

Production



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2016.
(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 6,6 TWh en 2016, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 42,4 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance, soit 0,5 TWh.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,5 TWh en 2016.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2016 constitue 90,0 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique.

1.4.1.1.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 35 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 28 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 16 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 63 130 MW au 31 décembre 2016. Avec un âge moyen d'environ 31 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

1. *Moyenne arithmétique.*

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2016 sont les suivantes :

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
Fessenheim 1	1978	2009	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3
Fessenheim 2	1978	2011	VD4	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD3
Bugey 3	1979	2013	VD4	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4	Paluel 1	1985	2016	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4	Paluel 2 (1)	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2011	VD4	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2013	VD4	Paluel 4	1986	2008	VD3
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2007	VD3
Tricastin 2	1980	2011	VD4	Flamanville 1	1986	2008	VD3
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Flamanville 2	1987	2008	VD3
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 2	1988	2008	VD3
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Nogent 1	1988	2009	VD3
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Belleville 1	1988	2010	VD3
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 2	1989	2009	VD3
Blayais 1	1981	2012	VD4	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2013	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3
Blayais 3	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2011	VD3
Blayais 4	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Penly 2	1992	2014	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5 (2)	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2

(1) La VD3 de la tranche 2 de Paluel est actuellement en cours.
(2) La VD3 de la tranche 5 de Gravelines est actuellement en cours.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

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.

EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [2] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : EDF Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

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) pour lesquels EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

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

1.4.1.1.2 Exploitation du parc nucléaire et performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation [3]. 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 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2016, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant 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, d'une durée normative d'environ 35 jours, durant lequel la principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt ;
- la visite partielle, consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance, et dont la durée normative [4] est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative de l'ordre de 110 jours afin d'effectuer une visite décennale. Cette durée 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 ;
- des épreuves hydrauliques 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 réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

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, 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. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts de tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi au maximum le maintien en production de ces tranches, dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 384,0 TWh en 2016, un volume en baisse de 32,8 TWh par rapport à celui de 2015.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui 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),

1. *Groupe Axpo.*
2. *Groupe Engie.*
3. *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.*
4. *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.*

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 correspondant 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 69,2 % en 2016, est en baisse par rapport à celui de 2015 (75,4 %). C'est la résultante d'un Kd de 79,6 %, en baisse par rapport à 2015 (80,8 %) et d'un Ku de 87,0 %, en baisse également de 6,3 points par rapport à celui de 2015.

En 2016, la production a été affectée par plusieurs aléas dimensionnants :

- la réalisation de contrôles supplémentaires pour conforter la démonstration de l'aptitude des générateurs de vapeur potentiellement concernés par le phénomène de ségrégation carbone à remplir leur fonction en toute sûreté. Ces contrôles consistant notamment à mesurer la concentration en carbone en différents points de fonds de générateurs de vapeur, fabriqués il y a de nombreuses années par JCFC *(Japan Casting and Forging Corporation)* pour le compte d'AREVA ont entraîné la prolongation, ou la programmation complémentaire, d'arrêts de plusieurs réacteurs. Les analyses et les contrôles réalisés ont permis d'obtenir de la part de l'Autorité de Sûreté Nucléaire l'autorisation de redémarrage de la majorité des réacteurs concernés fin 2016, confirmant l'aptitude de ces réacteurs à fonctionner en toute sécurité ;
- la détection d'écarts qualité dans certains dossiers de suivi de fabrication de pièces forgées (problématique dite des dossiers « barrés » et « non barrés ») dans l'usine Creusot Forge d'AREVA. EDF a caractérisé l'ensemble des irrégularités affectant ses réacteurs en exploitation et a conclu à l'absence de conséquences sur la sûreté des réacteurs concernés. Sur Fessenheim 2, AREVA a présenté à l'ASN et a engagé en septembre un programme d'essais complémentaires sur le générateur de vapeur concerné. Les résultats, transmis par AREVA à l'ASN le 6 janvier 2017, confirment l'intégrité du générateur de vapeur et sa capacité à fonctionner en toute sûreté. L'instruction de ce dossier par l'ASN est en cours. Un de ces dossiers a également mis en évidence un écart lors de la fabrication d'un générateur de vapeur neuf destiné à Gravelines 5, à l'arrêt pour réalisation de sa troisième visite décennale. L'instruction par AREVA est en cours ;
- la chute, fin mars 2016, d'un générateur de vapeur usé dans le bâtiment réacteur de Paluel 2 lors de son remplacement au cours de la troisième visite décennale du réacteur. L'accident n'a pas entraîné de conséquence sur les personnels. Depuis, après un contrôle de l'installation, les opérations d'extraction de cet équipement se sont achevées en janvier 2017 : le générateur de vapeur a été transféré en toute sécurité dans son bâtiment d'entreposage. Un examen technique complet est en cours ;
- l'instruction des résultats des tests réalisés sur l'enceinte du réacteur de Bugey 5 dans le cadre de son arrêt programmé pour laquelle EDF a fourni à l'ASN début avril 2016 un dossier de réparation. Fin 2016, le dossier est en cours d'instruction par l'ASN et l'IRSN et le réacteur est maintenu à l'arrêt.

Par ailleurs, les performances d'indisponibilité fortuite (taux de 2,0 % en 2016 contre 2,5 % en 2015) ont été maintenues à un bon niveau, le taux d'indisponibilité fortuite ayant été divisé par 2 depuis 2009 [2], notamment grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants.

Enfin, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France et de l'état de développement des moyens de production d'énergies renouvelables, les enjeux se sont déplacés. EDF se fixe désormais pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu.

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc nucléaire existant significativement au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima), de sécurité et de protection de l'environnement, ce qui nécessite de poursuivre la réalisation de volumes de travaux de maintenance importants sur la période 2014-2025. Pour répondre à ce défi impliquant l'ensemble de la filière nucléaire sur un horizon de temps court, un programme « Grand carénage » a été mis en place afin de se mettre en capacité d'intégrer, avec les partenaires industriels du Groupe, l'important volume de travaux sur le parc.

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement, pour un montant total d'investissements s'établissant au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [3].

Les travaux d'optimisation conduits tant en 2015 qu'en 2016 ont déjà permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale du programme à 45 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 48 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025. Cette révision a été obtenue pour l'essentiel grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, en tenant compte également d'une date de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim au 31 décembre 2018. La réduction atteint 10 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 12 milliards d'euros courants) par rapport à l'estimation initiale, dont 7 milliards d'euros courants sur les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima, 3 milliards d'euros courants sur les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants et 2 milliards d'euros courants sur les autres projets d'ingénierie et la maintenance courante.

Le montant du programme recouvre à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux relatifs au projet (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1 300). Il devrait s'établir à environ 4 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2025 puis décroître pour tendre vers 3 milliards d'euros par an environ.

Sur les années 2014 et 2015, les investissements totaux dans le parc nucléaire existant ont été de 3,6 milliards d'euros ; ils ont atteint 3,8 milliards d'euros en 2016.

Pour mener à bien le programme, une entité distincte « Grand carénage » a été créée. Le commanditaire du programme est le Directeur de la Direction du

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. *L'indisponibilité fortuite exclut par définition les arrêts pour raisons régulatoires, comme par exemple les arrêts liés aux dossiers du Creusot.*
3. *Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 milliards d'euros$_{2013}$ pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros$_{2013}$, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2011}$ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.*

Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), qui valide le périmètre du programme actuellement décomposé en 22 lots, ainsi que la trajectoire financière. La maîtrise d'ouvrage du programme est assurée par la Division Production Nucléaire qui définit le contenu des activités. La maîtrise d'œuvre est assurée par le Directeur de l'entité assisté des responsables de projets, sur toute la vie du projet sur tous les champs : délais de réalisation, qualité, trajectoire financière. Le Conseil d'administration examine les principaux investissements par grande catégorie de projets dont les principales caractéristiques lui sont présentées. Le Conseil d'administration approuve les contrats ou marchés qui dépassent un montant prédéfini. Le Conseil d'administration procède à l'examen annuel de l'exécution du programme, à partir d'indicateurs donnant la mesure de son état d'avancement physique et financier, le reste à faire et les coûts à terminaison.

Ce programme industriel sera engagé 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 ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

Au sein de ce programme, les projets de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2016 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 43 tranches, pour un total de 48 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 103 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit environ 59 % du programme ;
- entre 1990 et fin 2016, 27 tranches du palier 900 MW ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.

Concernant les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP 913 [1], démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranches se poursuit également en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche et en déployant un nouveau Système d'Information. L'objectif visé est de réduire la durée moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques. La durée moyenne de prolongation des arrêts programmés a été divisée par deux entre 2013 et 2014, et se stabilise globalement depuis, même si une légère dégradation est perceptible entre 2015 et 2016 dans un contexte d'arrêts fortement perturbés par des aléas exceptionnels.

Au-delà du renforcement du pilotage des arrêts, EDF cherche à optimiser les volumes de maintenance courante sur les arrêts, à améliorer la qualité de préparation et de la réalisation des interventions de maintenance et à renforcer le contrôle des opérations de redémarrage. Pour les années en cours et à venir, le parc nucléaire étant dans une importante période de maintenance avec de nombreux travaux de rénovation entraînant des arrêts longs, l'enjeu sera de maîtriser industriellement le programme d'activités et ses impacts sur les durées d'arrêt.

Le programme « Grand carénage » se poursuivra à l'occasion notamment des troisièmes puis quatrièmes visites décennales des tranches 1 300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches N4. Ce programme sera l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

1.4.1.1.3 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de *management* environnemental certifié ISO 14001 (voir section 3.2.5.3 « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux » – « le système de *management* environnemental (SME) »), initié en 2002 sur quelques sites puis étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire.

Concernant la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de Très Faible Activité (TFA) s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de Faible et Moyenne Activité (déchets FMA), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires et s'appuie pour cela sur l'usine Centraco (SOCODEI, filiale du groupe EDF), dont le four de fusion a redémarré en 2015 et qui fonctionne à présent normalement.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ».

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), 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. Par ailleurs, la loi du 13 juin 2006 codifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire ») garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne notamment les mesures de sûreté nucléaire prises par l'exploitant, et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques 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 par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 700 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui 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 pour anticiper la résolution 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 entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN.

1. *Démarche standard de l'INPO* (Institue of Nuclear Power Operations) *qui consiste en une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance. Elle permet de développer une stratégie de maintenance adaptée à la criticité de chacun des composants.*

À l'échelon national, les contrôles sont de deux ordres :

- des inspections réglementaires programmées ou inopinées, menées par l'ASN (473 en 2016 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- un processus de réexamen périodique (décennal) visant à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté, et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Le réexamen périodique de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :

- les OSART *(Operational Safety Review Team)* de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En particulier, la première *Corporate OSART* d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA ; la *Follow Up Corporate OSART* a eu lieu fin 2016 ;
- les visites internationales « revues de pairs » *(Peer Reviews)* menées par la WANO *(World Association of Nuclear Operators)* sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui 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.

Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. En 2016, ils s'élèvent à 28 sur l'ensemble du parc.

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 et donc une meilleure protection des populations, 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 sont organisés 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, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2016, trois exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

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 par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la 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, et peut être projeté sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté

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 applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et 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'AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES [1]). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ». Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement 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.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté réalisées par EDF après l'accident de Fukushima.

Résultats 2016

Comme en 2015, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France en 2016 et, pour la troisième année consécutive, le groupe EDF n'a pas connu d'événement significatif pour la sûreté (ESS) de niveau supérieur ou égal à 2 sur l'échelle internationale INES.

Les résultats 2016 progressent par rapport aux résultats obtenus en 2014 et 2015, avec un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) globalement stable à 8,75 ESS par réacteur (soit 508 événements), contre 8,88 en 2015 et un nombre moyen d'événements de niveau 1 par réacteur en baisse à 0,94 (soit 55 événements) contre 1,16 un an plus tôt.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs atteint 0,48 par réacteur (0,66 en 2015).

Les résultats 2016 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponible sur Internet.

Radioprotection

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. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2016, la dose collective moyenne est de 0,77 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 44,2 hommes-sieverts en 2016), en lien avec un programme d'activités plus important qu'en 2015. La dosimétrie collective en 2016 est en hausse par rapport à 2015 (41,2 hommes-sieverts). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA *(As Low as Reasonably Achievable)* de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

1. International Nuclear Event Scale.

EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2016 et sur 12 mois glissants, aucun des intervenants (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

1.4.1.1.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel enrichi, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 070 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 110 tonnes de combustible MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 20 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

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. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : 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, tel que prévu dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

ÉTAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN FRANCE

L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF 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 du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin).

Le groupe AREVA constitue à ce titre un fournisseur important (voir section 2.3 « Facteurs de dépendance »).

Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couvertures du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, d'une durée de 7 à 20 ans.

EDF a poursuivi en 2016 la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché, dont AREVA.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont parfois limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations à la hausse des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués et lissés dans le temps, tout en permettant de bénéficier des baisses éventuelles.

Avec les industriels de la filière nucléaire réunis au sein de WNA *(World Nuclear Association),* qui rassemble en particulier les compagnies représentant 90 % de la production mondiale d'uranium, EDF favorise la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mine sur la base d'une méthode élaborée avec WNA, constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Des recommandations peuvent être émises ainsi qu'un plan d'amélioration si nécessaire.

Ces principes définis par WNA ont pour objectif de rendre durables les bonnes pratiques constatées sur le terrain et de les partager avec tous les acteurs de la filière ; ils reprennent notamment les principes définis par l'*International Council on Mining and Metals* pour l'extraction et l'exploitation durable de l'uranium [1]. Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Ils insistent notamment sur la transparence et la capacité d'EDF à venir auditer le fournisseur.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par l'usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

En février 2016, EDF a signé avec AREVA un contrat de fourniture de services de conversion, afin de renforcer la couverture à long terme de ses besoins.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Concernant ses approvisionnements en services d'enrichissement, EDF s'est assuré d'une couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie), sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

En février 2016, EDF a conclu avec AREVA un accord contribuant à sécuriser ses approvisionnements à long terme.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière constituée dès les années 1990 permet de recycler dans les réacteurs tout ou partie de l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé.

Cette filière a été suspendue en 2013, compte tenu de l'absence d'incitation économique du fait d'une offre d'uranium naturel très supérieure à la demande et dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. EDF poursuit l'examen des conditions du redémarrage d'une filière à l'horizon 2020.

L'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible AREVA NP et Westinghouse, couvrant la part prépondérante des besoins d'EDF, ont été renouvelés en 2014 de façon à sécuriser les approvisionnements au minimum jusqu'en 2020.

L'aval du cycle

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. AREVA est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs codifiée.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

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

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008.

EDF et AREVA ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

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

EDF a signé avec AREVA en septembre 2016 des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement et de fabrication

1. *Ces 10 principes concernent la préservation de la santé des travailleurs et des populations locales (sécurité et protection contre les rayonnements) ; la préservation de l'environnement (gestion des déchets et protection des ressources d'eau potable) ; la nécessité d'un cadre légal conforme aux législations en vigueur et aux normes internationales (AIEA) pour le suivi et le contrôle des radiations, de la santé et de la sécurité des intervenants comme du public, de la gestion des déchets et du respect de l'environnement ; l'information, la transparence et le dialogue avec les parties prenantes ; la gestion responsable des déchets dangereux et des matériels contaminés par l'utilisation des meilleures technologies disponibles ; le développement d'un système de management de la qualité dès l'amont du projet (étude d'impact environnemental) incluant une analyse des risques ; la préparation à la gestion des accidents ; le transport des matériels dangereux en toute sûreté et sécurité ; la formation régulière des personnels.*

d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

Le stockage des déchets 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 : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA et MA (Faible et Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans.

Déchets de Haute Activité à Vie Longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales à Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représenterait un volume d'environ 9 300 mètres cubes.

Déchets de Moyenne Activité à Vie Longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement du parc de génération 1 dont les réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz et ceux issus du parc REP actuel en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représenterait environ 37 000 mètres cubes. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide sans refroidissement.

Les déchets HAVL et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente d'une mise en œuvre du stockage en couche géologique profonde, tel qu'il est actuellement envisagé dans le projet du centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA.

Cigéo est en effet le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises actuelles, jusqu'à leur démantèlement, et par le traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme 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.

Si sa création est autorisée, ce centre sera implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. 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, situées 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. 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.

La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue la levée d'un préalable important à l'obtention d'une autorisation de création de Cigéo pour la gestion des déchets radioactifs HA-MAVL. Les études de conception des installations futures sont en cours et se poursuivent avec l'ANDRA en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation à l'horizon 2018. Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2021 et l'arrivée du premier déchet en 2030.

S'agissant de la maîtrise foncière du site, par décision du 28 février 2017, le Tribunal administratif de Nancy a annulé, pour vice de procédure, la délibération approuvant la convention d'échange foncier entre l'ANDRA et la commune de Mandres-en-Barrois. Le Tribunal a précisé que ce vice de procédure était néanmoins régularisable par l'adoption par la Commune d'ici quatre mois d'une nouvelle délibération approuvant les termes de l'échange.

Déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après) 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 subsurface. L'ANDRA a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines dans l'Aube. Ce dossier a été soumis à l'avis de l'ASN. À ce stade, 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 et sur la date de disponibilité de ce centre de stockage. Des études complémentaires sont prévues dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

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

Les déchets FMA et TFA proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface aux centres de stockage de Soulaines et Morvilliers dans l'Aube gérés par l'ANDRA, et ont une radioactivité du même ordre de grandeur que la radioactivité naturelle.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF. En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société Studsvik, la *holding* « Cyclife » a été créée afin de regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis et asseoir le développement des activités du Groupe en interne et externe en matière de traitement des déchets.

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 (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 en section 6.1).

1.4.1.1.5 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 mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans. 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) au 1er janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) après chaque visite décennale ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation significativement après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011 et suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN sur sa demande un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et consacrés par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) de juin 2006, codifiée depuis dans le Code de l'environnement. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté afin d'élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« *à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles* ». Dans le même temps, l'ASN considère que « *la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes* ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place sur l'ensemble du parc avant fin 2018. En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches dès 2013. La définition complète du « noyau dur » a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation a priori, mais imposent, tous les dix ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important, réalisé d'une part lors des troisièmes visites décennales, et d'autre part au titre des améliorations post-Fukushima, mais également 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 (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») et 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.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour poursuivre l'exploitation après 40 ans, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait à la suite du Groupe Permanent Orientations d'avril 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen, l'autorisation finale de fonctionnement après 40 ans étant prise réacteur par réacteur. Le 20 avril 2016, l'ASN a adressé une lettre à EDF dans laquelle elle définit ses attentes pour permettre un éventuel prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires français de 900 MW. Après examen du dossier remis par le groupe EDF dans lequel ce dernier présente sa démarche et sa méthodologie pour prolonger l'utilisation des 34 réacteurs de ce type après 40 ans, l'ASN considère que les thèmes retenus par EDF dans son programme correspondent aux enjeux de sûreté et n'appellent pas de remarques de sa part. Elle demande toutefois à EDF de compléter son programme sur plusieurs aspects, notamment sur le périmètre des programmes de contrôle et les objectifs d'amélioration des études.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves.

Sur le premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étant réunies, les comptes consolidés au 30 juin 2016, arrêtés par le Conseil d'administration du 28 juillet 2016, ont intégré l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'ASN après chaque visite décennale.

Cette modification de la durée d'amortissement s'inscrit dans le cadre de la stratégie industrielle du Groupe de prolonger après 40 ans la durée d'exploitation du parc en France. Elle s'appuie sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les *benchmarks* internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand carénage ». Ces investissements permettront au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de leur quatrième visite décennale (VD4). Le contenu des VD4 est en phase de convergence progressive sur les thèmes retenus et les engagements pris par l'entreprise, comme l'indique la réponse de l'ASN au dossier d'orientation du réexamen adressé à EDF en avril 2016. EDF prend également en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux.

Par ailleurs, la prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie mise en consultation le 30 juin 2016 et adoptée par décret publié au *Journal officiel* le 27 octobre 2016.

Les impacts comptables de cette décision sont explicités dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 », note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. L'allongement ultérieur de ces autres paliers demeure un objectif industriel du Groupe, qui sera poursuivi en lien avec les orientations de la politique énergétique.

À fin 2016, 29 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale et une tranche 900 MW est à l'arrêt pour réalisation de sa troisième visite décennale. Pour 11 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2, 4 et 5, Tricastin 1, 2 et 3 et Dampierre 1 et 2, Gravelines 1), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (avis et prescriptions de l'ASN reçus). Pour l'ensemble des réacteurs, EDF a réalisé ou réalisera les travaux requis par l'ASN au titre de ces prescriptions.

1.4.1.1.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales, l'enjeu étant de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « *dans un délai aussi court que possible dans les conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du présent code* » (voir article L. 593-25 du Code de l'environnement).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par le Code de l'environnement et le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Concernant les centrales à l'arrêt définitif (un réacteur à eau pressurisée (REP), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (REL), Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR), Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement dans le délai aussi court que possible en respectant les principes des Codes de la santé publique et de l'environnement et en s'assurant de la maîtrise des risques techniques associés à ces activités.

Le séquencement du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revu fin 2015 pour tenir compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015, qui montrent un allongement significatif des opérations relatives au démantèlement du caisson (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévues) et la nécessité de rendre moins risquée cette opération en réalisant le démantèlement complet d'une tête de série avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. Le nouveau calendrier de démantèlement a été présenté au collège des commissaires de l'ASN en mars 2016. 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 (voir note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015).

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à Vie Longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL et MAVL (projet de centre industriel de stockage géologique – Cigéo).

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) en fin de construction sur le site de Bugey. Le début de l'exploitation industrielle est prévu mi-2018, après une phase d'essais qui commencera fin 2017 ;
- le centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif.

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit, avec en particulier l'ouverture de la cuve de Chooz A mi-2016. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991 (date d'arrêt définitif de production). La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès et d'entrée et sortie des matériels plus difficiles que celles du reste du parc REP existant. Après le choix par EDF d'opter dès 2001 pour une stratégie de démantèlement dans un délai aussi court que possible (c'est-à-dire sans période d'attente intentionnelle pour décroissance radioactive) et l'obtention du décret de démantèlement complet en 2007, la déconstruction a été engagée et devrait être achevée en 2022, soit 15 ans après son autorisation. C'est cette durée qu'EDF retient de manière prudente pour le démantèlement des réacteurs à eau sous pression.

Concernant Brennilis, en application d'une convention [1] de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret initial est en cours. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que la

1. *Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.*

demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne pouvait être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire de l'ICEDA (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF »). L'arrêt de la Cour administrative d'appel de Lyon du 4 décembre 2014, en restaurant la validité du permis de construire de l'ICEDA, a conduit EDF à relancer l'étude d'un dossier de démantèlement complet de Brennilis en tenant compte de l'évolution de la réglementation depuis l'élaboration du précédent dossier, en particulier la mise en application de l'arrêté INB.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, la mise à jour du programme de démantèlement de ces derniers conduit désormais au séquencement suivant :

- mise en œuvre d'une période de « dérisquage » avant le démantèlement sous air du premier caisson pour traiter les risques identifiés lors des études (caractérisations complémentaires, tests outillage sur maquette) ;
- réalisation du démantèlement d'une tête de série en air, puis réalisation d'un retour d'expérience complet avant d'engager le démantèlement des autres UNGG de manière industrielle ;
- pour les autres caissons, des travaux de mise en configuration sécurisée après démantèlement électromécanique et démantèlement des bâtiments et structures périphériques (nefs piles, hall piscine etc.) seront réalisés, pour certaines de manière anticipée par rapport au scénario précédent.

Ce nouveau scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite au-delà de 2070.

Début 2016, plusieurs réunions avec le collège des commissaires de l'ASN se sont tenues, afin de partager les éléments de cette nouvelle stratégie. Ces auditions ont fait l'objet d'une lettre de suite en date du 29 juillet 2016, demandant à EDF les éléments suivants pour 2017 :

- un dossier de justification concernant les principaux choix retenus (démantèlement sous air, têtes de série…), le calendrier réglementaire proposé, le respect du principe du démantèlement aussi court que possible : mars 2017 ;
- l'organisation d'une revue d'experts indépendants pour analyser les risques associés au nouveau programme UNGG : mars 2017 ;
- un dossier de stratégie et un dossier d'options de sûreté sur les caissons avec mise en configuration sécurisée : décembre 2017.

Pour rappel, la mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG ci-dessus, a conduit à augmenter la provision pour déconstruction de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'impact de la modification du planning de démantèlement des réacteurs UNGG a par ailleurs entraîné une diminution de la provision pour gestion à long terme des déchets à hauteur de 332 millions d'euros (voir note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015). L'impact de ces modifications sur le résultat avant impôt 2015 était donc une charge nette de 258 millions d'euros (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015).

Projet de fermeture de la centrale de Fessenheim

L'article L. 311-5-5 du Code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique plafonne à 63,2 GW la puissance nucléaire installée en France. La mise en service de l'EPR de Flamanville ne pourra donc pas intervenir avant la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, pour respecter ce plafond.

La fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim ouvrirait pour EDF un droit à indemnisation, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans sa décision du 13 août 2015, à l'occasion de l'examen de la constitutionnalité de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015.

Des discussions entre EDF et l'État ont permis d'aboutir à un projet de protocole définissant les principes d'indemnisation.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF. Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe Installation Nucléaire de Base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

La durée d'arrêt de fonctionnement de Paluel 2 a été prorogée de deux années par arrêté publié le 4 février 2017 au *Journal officiel*.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

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 (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 », notes 29.1.3 et 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). 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.

EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale en prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

L'année 2016 est marquée par la révision du devis de démantèlement des centrales de 2e génération (GEN2, centrales REP en exploitation), afin de prendre en compte d'une part les recommandations de l'audit commandité par la DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat) sur les coûts du démantèlement des réacteurs à eau pressurisée (REP), menée sur la période de juillet 2014 à août 2015 sur la base du modèle « DA09 », et d'autre part le retour d'expérience des opérations de démantèlement des centrales de 1re génération (GEN1, en particulier la centrale de Chooz A).

Le travail de révision de ce 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 permet 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 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 impacts financiers sont décrits dans la note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

La nature des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicités ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différente nature :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, 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 des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas 6 réacteurs ;
- 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 et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement 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.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

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 l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes.

Installations de tiers : La Hague (AREVA) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de sa contribution au financement des opérations de déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

1.4.1.1.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 », note 47.2 « Composition et évaluation des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). L'article L. 594 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 (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 », note 47.5 « Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

1.4.1.2.1 Organisation

Après une année 2015 marquée par la création de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (qui s'inscrit dans le cadre de la stratégie CAP 2030 du groupe EDF), la DIPNN a engagé en 2016 son projet stratégique « Compétitifs ensemble pour l'avenir du nucléaire ». Ce projet s'articule autour de trois axes de transformation :

- être un architecte-ensemblier capable d'entraîner une filière en entreprise étendue ;
- maîtriser les métiers et les projets du Groupe ;
- sortir des frontières, en s'appuyant sur la plateforme de projets franco-britanniques du Groupe, pour mieux préparer le renouvellement du parc nucléaire en France.

Ce projet a été co-construit avec l'ensemble des collaborateurs de la DIPNN, au travers de séminaires dédiés, de travaux en équipes de terrain et de dispositifs d'intelligence collective.

1.4.1.2.2 État d'avancement du projet EPR de Flamanville

Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR *(European Pressurized water Reactor)* de Flamanville 3, EDF est exploitant-architecte-ensemblier, ce qui correspond à la position déjà adoptée lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production actuels en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

La nouvelle organisation pour le *management* du projet, telle que décidée en 2015, est opérationnelle depuis début 2016.

Interfaces avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN)

L'instruction du dossier de demande de mise en service déposé en mars 2015 se poursuit avec l'ASN. La tenue de trois groupes permanents d'experts mandatés par l'ASN a permis de converger sur les requis techniques que l'EPR doit satisfaire. À fin 2016, 90 % du dossier de demande de mise en service a été instruit.

La demande d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser la réception du combustible sur site est également en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, dans le prolongement de son courrier d'octobre 2015, EDF a transmis en mai 2016 au ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, le dossier support à la demande d'extension à avril 2020 du délai de mise en service de Flamanville 3 tel que fixé dans le décret d'autorisation de création du 10 avril 2007, dont le délai de validité initial est de 10 ans à compter de 2007 (voir aussi le paragraphe « Calendrier de mise en service et budget » ci-après). Ce dossier a été instruit par les services du ministère avec l'appui de l'ASN et un projet de décret modificatif est en cours de finalisation.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2016, l'essentiel des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livré et installé sur site. Par ailleurs la situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par AREVA est la suivante :

- Les teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle ont conduit EDF à accompagner AREVA NP dans la construction d'un programme pour justifier l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des équipements en question. L'ASN en a validé le contenu en décembre 2015. Le programme d'essais initié en janvier 2016 est à présent terminé. Il s'appuie sur plus de 1 600 essais et mesures. Le rapport final a été transmis à l'ASN le 16 décembre 2016. L'ASN a débuté son instruction, dont l'essentiel se déroulera au premier semestre 2017.
- Irrégularités dans les dossiers de fabrication au sein de l'usine AREVA de Creusot Forges : en 2016 ont été découvertes des irrégularités dans les dossiers de fabrication au sein de cette usine. 12 composants de l'EPR de Flamanville 3 sont concernés par les dossiers dits « barrés » (dossiers contenant avec certitude des irrégularités). EDF considère, après analyse, que ces constats n'ont pas d'impact sur le niveau de sûreté attendu des composants, et qu'AREVA est en mesure de produire à l'ASN les justifications adéquates sans impact sur le planning du projet. En complément, il a été demandé à AREVA NP de contrôler de manière approfondie 100 % des dossiers de fabrication concernant les composants de Flamanville 3 issus de l'usine Creusot Forges (dossiers dits « non barrés »). Ces contrôles exhaustifs se sont achevés fin janvier 2017 : les dossiers de 25 composants présentent des constats nécessitant des actions complémentaires de justification technique et documentaire sans pour autant qu'EDF considère qu'il y ait d'impact sur le niveau de sûreté attendu. De plus, un écart de positionnement dans le lingot de forge servant à la fabrication d'une virole pour un des générateurs de vapeur a été mis en évidence. Le principe d'un programme de justification pour démontrer l'aptitude de cette pièce au service a été décidé. Après validation par l'ASN, ce programme sera mis en œuvre sur une durée totale de l'ordre de quelques mois, sans conséquence sur le planning général du projet. La note de synthèse de l'examen complet des dossiers de fabrication des pièces de Flamanville 3 issus de l'usine du Creusot a été transmise à l'ASN le 6 février 2017 permettant ainsi le lancement de l'instruction de l'ensemble des points évoqués ci-dessus.

Avancement de la réalisation sur site

Le premier jalon, correspondant à la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire, a été franchi le 15 mars 2016 conformément au planning annoncé en septembre 2015.

Par ailleurs, les résultats majeurs suivants ont été atteints en 2016 :

- achèvement du génie civil principal ;
- avancement des montages électromécaniques supérieur à 80 %, obtenu en particulier grâce à une augmentation significative des cadences, lors du premier semestre 2016, de l'ordre de 30 % par rapport à 2015. Du fait d'une phase d'apprentissage, par EDF et ses partenaires industriels, de la réalisation à grande échelle des activités de finition et de test sous pression des tuyauteries dans le cadre de la réglementation des équipements sous pression nucléaire, il est apparu nécessaire de mettre en place une organisation spécifique pour augmenter encore les cadences. Cette organisation est effective depuis fin 2016, avec une montée en puissance attendue tout au long du premier trimestre 2017 ;
- première mise en rotation de la turbine et de l'alternateur dont les résultats sont satisfaisants ;
- transfert de la salle de commande du réacteur à l'entité d'EDF en charge de l'exploitation ;
- début des essais élémentaires des systèmes avec un taux d'avancement de 9 % au 31 décembre 2016.

Le chantier de Flamanville 3 est toujours à son maximum d'activités, avec près de 4 400 intervenants sur site. Les priorités portent maintenant sur la poursuite et la finalisation des montages d'une part, et la montée en puissance des essais élémentaires des systèmes d'autre part, en vue de débuter la séquence d'essais d'ensemble à la fin du premier trimestre 2017.

Pour optimiser cette séquence d'essai d'ensemble, EDF déploie actuellement un projet novateur de numérisation des procédures et de la gestion des données d'essais, et a renforcé ses liens avec les autres projets d'EPR en construction dans le monde, en particulier en partageant les résultats d'essais et en détachant des chargés d'essais sur place.

Calendrier de mise en service et budget

Le calendrier annoncé en septembre 2015 est confirmé, les deux jalons à venir étant :

- le début des essais d'ensemble à la fin du premier trimestre 2017 parallèlement à la finalisation des montages électromécaniques ;
- le chargement du combustible et le démarrage du réacteur à la fin du quatrième trimestre 2018.

La phase d'apprentissage de la réalisation à grande échelle des activités de finition des tuyauteries, ainsi que le caractère « tête de série » des activités restant à réaliser, conduisent EDF à identifier un risque potentiel de décalage de quelques semaines sur le jalon de démarrage du réacteur, sans que, à ce stade, l'objectif de fin du quatrième trimestre 2018 soit remis en cause. Voir aussi la section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » – « La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés dans le calendrier de réalisation ou dans le respect de l'enveloppe budgétaire, ou ne pas aboutir ».

Le couplage au réseau de l'EPR de Flamanville 3 est ensuite planifié pour le deuxième trimestre 2019 et la production à 100 % de la puissance nominale, après une phase de montée progressive, pour le quatrième trimestre 2019.

Le calendrier de réalisation permet bien d'inscrire le coût du projet dans l'enveloppe de 10,5 milliards d'euros[1] telle que retenue en septembre 2015.

1.4.1.2.3 Avancée des autres projets « Nouveau Nucléaire »

1.4.1.2.3.1 EPR d'Hinkley Point C

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé à Londres un accord stratégique d'investissement à caractère non engageant pour la poursuite du projet de construction et d'exploitation d'une centrale nucléaire à Hinkley Point C dans le Somerset.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF SA le 28 juillet 2016. Le projet HPC est détenu par EDF à 66,5 % et par CGN à 33,5 %.

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux études sur deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B (voir section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire »).

1.4.1.2.3.2 EPR de Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPJVC *(Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited),* société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 %, et Yudean à hauteur de 19 %.

En 2016, la tranche 1 a passé plusieurs jalons importants du planning de mise en service, tandis que la tranche 2 a vu les montages de masse se poursuivre. Le soutien technique d'EDF au projet Taishan s'est poursuivi tout en capitalisant le retour d'expérience de ces activités.

1. *En euros 2015, hors intérêts intercalaires.*

Pour la tranche 1, les principales réalisations en 2016 ont été les suivantes :

- janvier 2016 : réalisation des essais à froid. L'épreuve hydraulique du circuit primaire du premier EPR a été réalisée avec succès et validée par l'autorité de sûreté chinoise ;
- juin 2016 : réalisation de l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur ;
- octobre 2016 : mise en place de l'instrumentation provisoire pour les essais tête de série de vibration des internes de cuve ;
- novembre 2016 : démarrage des essais de basculement de sources et des essais à chaud.

Concernant la tranche 2, le groupe turboalternateur a été mis en virage en août 2016.

La dynamique du projet EPR de Taishan va se poursuivre en 2017, avec pour la tranche 1 la fin des essais à chaud et le chargement du réacteur, et pour la tranche 2 la fin des montages dans l'objectif de démarrer la phase d'essais d'ensemble.

Suite à la revue du calendrier, la mise en service commerciale du premier réacteur est prévue sur le second semestre 2017, et celle du deuxième réacteur sur le premier semestre 2018.

Voir aussi la section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » – « La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés dans le calendrier de réalisation ou dans le respect de l'enveloppe budgétaire, ou ne pas aboutir ».

1.4.1.2.3.3 EPR Nouveau modèle

Le projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM), démarré début 2015, vise à réaliser le *basic design* d'un réacteur nucléaire d'un nouveau type, évolution de l'EPR.

Conçu par EDF et AREVA dans un projet intégré, le design de ce réacteur répondra, dans la lignée de l'EPR, aux objectifs de sûreté de génération 3. Sa sûreté sera renforcée par l'intégration de l'ensemble du retour d'expérience de l'EPR. Il sera également le premier réacteur à intégrer dès sa conception originelle les retours de l'accident de Fukushima et les nouveaux référentiels de sûreté internationaux et français qui en découlent.

Sa compétitivité est un enjeu majeur. Trois types de leviers sont mis en œuvre pour l'optimiser :

- la prise en compte, très en amont du développement du réacteur, des aspects industriels, pour tirer le meilleur parti du tissu industriel de la filière nucléaire ;
- la transformation des méthodes et outils pour renforcer l'efficacité des équipes d'ingénierie et la maîtrise de la gestion de la configuration technique du réacteur au cours des différentes phases de son développement ;
- l'optimisation de certaines options techniques de l'EPR.

Le modèle EPR NM a vocation à contribuer au renouvellement du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, à élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export.

1.4.1.2.3.4 Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA

EDF et AREVA SA avaient signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering »), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle-commande des nouveaux projets en France et à l'international. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine (voir aussi section 1.4.1.2.3.5 « Préparation de la création d'une société dédiée aux activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs ») ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences…) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016. Il a pris acte des faits nouveaux intervenus depuis début 2016, sans remise en cause des trois volets ci-dessus, sans modification de la valorisation et avec une révision de l'éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros.

Les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 sont :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerra le contrôle exclusif et qui reprendra les contrats actuellement détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entend se prémunir. Ainsi, les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours ;
- AREVA NP reste une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserve les contrats actuels, hors ceux transférés à New NP. La valorisation de New NP reste celle validée par EDF pour AREVA NP, à savoir 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital ;
- la volonté commune d'AREVA et d'EDF de créer la société dédiée actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering » (NICE) avant la réalisation de l'opération d'acquisition par EDF du contrôle exclusif de New NP (voir section 1.4.1.2.3.5 « Préparation de la création d'une société dédiée aux activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs ») ;

1. *Sans reprise de dette financière.*

- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication. Le nouveau protocole pose les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New NP, indemnisations spécifiques et garantie générale, conditions suspensives à la réalisation (envisagée fin 2017) de l'opération d'achat par EDF du contrôle exclusif de New NP en fonction des conclusions de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 et des résultats de l'audit qualité lancé par AREVA NP dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Ainsi, les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées. Voir section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » – « Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs ».

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été élaboré entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part. Il a recueilli un avis du Comité central d'entreprise d'EDF le 27 octobre 2016 et du Comité central d'entreprise d'AREVA le 10 novembre 2016. Il a été ensuite approuvé par les Conseils d'administration d'AREVA le 10 novembre 2016 et d'EDF le 15 novembre 2016. Le contrat a été signé par les parties le 15 novembre 2016.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Parallèlement, AREVA et EDF ont engagé des discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de New NP aux côtés d'EDF, la participation acquise par EDF pouvant ainsi être réduite à une participation cible d'au moins 51 %, tout en conservant le contrôle exclusif.

1.4.1.2.3.5 Préparation de la création d'une société dédiée aux activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs

Un des trois volets du protocole signé par EDF et AREVA le 30 juillet 2015 prévoit la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle-commande des nouveaux projets en France et à l'international (voir section 1.4.1.2.3.4 « Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA »).

EDF et AREVA NP estiment en effet qu'une mise en commun de leurs compétences d'ingénierie sur les îlots nucléaires des projets de construction neuve permettra de garantir l'avenir de la filière nucléaire française, par une meilleure maîtrise et efficacité dans la conception et la réalisation de nouveaux projets (France et export), par l'amélioration de la compétitivité de la filière française dans son ensemble et par la pérennisation des compétences critiques au sein de la filière.

Ainsi, le rapprochement au sein de cette nouvelle structure des équipes d'ingénierie d'EDF et d'AREVA NP sur les nouveaux réacteurs permettra :

- de gagner en efficacité en réduisant les interfaces (techniques et contractuelles) et les itérations entre les équipes d'ingénierie d'EDF et d'AREVA NP ;
- de dégager d'importantes synergies ;
- d'améliorer et de pérenniser la gestion des compétences et des métiers ;
- d'optimiser les retours d'expérience entre projets.

L'année 2016 a permis d'avancer dans la préparation du projet de création de cette nouvelle société avec en particulier :

- le partage de la nécessité industrielle pour EDF et AREVA de mettre en place cette structure commune afin d'améliorer significativement le mode de fonctionnement actuel ;
- la mise en place en mode projet de groupes de travail destinés à préparer le rapprochement des équipes EDF et AREVA au sein d'une structure dénommée pour le moment « NICE » *(Nuclear Island Common Engineering)* ;
- la définition du périmètre d'activités envisagé ;
- la définition de la forme sociale, du mode de gouvernance et des modalités de fonctionnement de la future structure NICE ;
- la mise en place d'une équipe de préfigurateurs (EDF et AREVA), en charge de poursuivre la réflexion et de préparer la présentation du projet dans les différentes instances représentatives du personnel d'EDF et d'AREVA.

La société dédiée devrait être opérationnelle courant 2017, au terme de la procédure d'information et de consultation des IRP initiée le 19 janvier 2017.

1.4.1.3 Production thermique en France continentale

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2016, environ 2,8 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 9 175 MW.

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.

Les moyens de production thermique constituent ainsi une des composantes indispensables du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production/consommation en répondant aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe.

1.4.1.3.1 Le parc de production thermique d'EDF

Au 31 décembre 2016, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2016	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2016	Au 31/12/2015
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	4,1	4,6
Fioul	535	1	535	en 1974	0,3	0,1
	585	3	1 755	entre 1968 et 1975		
	685	2	1 370	en 1976		
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981	0,5	0,1
	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	7,0	2,0
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	575 (1)	1	575	en 2016		

(1) La puissance délivrée est actuellement de 575 MW. Des essais d'augmentation éventuelle de puissance avec le partenaire General Electric sont contractuellement prévus avant l'été 2018 pour valider le niveau définitif de puissance.

1.4.1.3.2 Les enjeux de la production thermique

Rénovation du parc charbon pour répondre aux besoins de semi-base

Après avoir fermé, entre 2013 et 2015, 10 unités de production au charbon, EDF conserve un parc de centrales au charbon composé de 3 unités de production de technologie récente, situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 unités). Un programme de rénovation de ces tranches charbon vient d'être réalisé, pour améliorer leur fiabilité et leur rendement.

Ces tranches charbon de 600 MW chacune bénéficient des coûts de revient du combustible parmi les plus bas au sein du parc thermique. Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles 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'oxyde d'azote), ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières. Ces traitements permettent à ces tranches de répondre aux nouvelles exigences de la réglementation environnementale au-delà de 2016.

Reconfiguration du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er avril 2016, celle-ci n'étant quasiment plus sollicitée depuis plusieurs années.

EDF a également décidé en 2016 d'arrêter définitivement les 6 dernières tranches fioul (4 à Porcheville et 2 à Cordemais) de manière progressive d'ici 2018.

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

EDF a mis en service en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et en 2013. 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. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW, et le rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon par exemple. Cette modernisation du parc thermique permet à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

EDF a construit sur le site de Bouchain dans le Nord, en partenariat avec General Electric (GE), un CCG de nouvelle génération, équipé de la nouvelle turbine de grande puissance de General Electric, la « 9HA ». Ce Cycle Combiné, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (575 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), présente de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO_2 de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne et inférieures de 55 % à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015. Il a été mis en service à l'été 2016. S'agissant d'un prototype, il sera testé pendant deux ans, puis GE en transférera la propriété à EDF sous réserve que les tests soient concluants.

Le cycle combiné de Bouchain a atteint, dans des conditions particulières d'exploitation, un rendement record de 62,22 %.

Évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). EDF s'est fixé pour objectif de réduire en France continentale les émissions de CO_2 de 30 % (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020, et de réduire d'au moins 65 % les émissions de SO_2, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution, à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite [1] et enfin à la mise en service de Cycles Combinés au Gaz naturel, les performances environnementales du parc thermique en France continentale ont été améliorées significativement :

- les émissions totales de CO_2 du parc EDF en 2016 se sont élevées à 6,9 millions de tonnes [2], confirmant ainsi l'amélioration du bilan carbone avec une diminution des émissions de CO_2 de plus de 50 % depuis 1990, et ceci malgré un fonctionnement plus soutenu que lors des deux années précédentes ;
- les objectifs de réduction des émissions de NO_x et de poussières fixés pour 2020 sont déjà atteints. L'objectif de réduction des émissions de SO_2 a également été atteint, grâce à la fermeture des unités au charbon les plus anciennes (finalisée en 2015) et la part croissante des CCG au sein de la production thermique.

1.4.1.3.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 11,9 TWh en 2016 avec un fonctionnement soutenu, principalement sur la seconde partie de l'année. Ce fonctionnement soutenu se traduit notamment, pour les turbines à combustion au gaz, par une production sur un mois, en novembre 2016 et à nouveau en décembre 2016, supérieure à leur production de l'année 2015.

En 2016, les tranches charbon ont fourni 4,1 TWh, les CCG 7,0 TWh, les tranches fioul et les TAC respectivement 278 GWh et 511 GWh. Plusieurs unités ont atteint des fonctionnements record : en particulier, près de 6 000 heures pour le Cycle Combiné Gaz de Blénod, et 89 heures en fonctionnement en continu (au gaz) pour les turbines bi-combustibles de Montereau.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

La fiabilité du parc thermique dans toutes ses composantes a été confirmée en 2016 et se situe au niveau des standards européens, et même au niveau des meilleurs standards européens pour le Cycle Combiné Gaz de Blénod avec un taux d'indisponibilité non programmée inférieur à 0,1 %. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement nettement plus soutenu que prévu, tout en préservant ses bonnes performances, a été démontrée. Les taux de réponse des turbines à combustion (TAC) aux appels de l'optimiseur et de RTE ont été très bons. En situation d'équilibre offre/demande tendu les turbines à combustion ont pleinement joué leur rôle vis-à-vis de la sécurité du système.

Le site de Martigues, après avoir été touché par un incendie en février 2015 (endommageant la tranche 6 avec des dommages collatéraux sur la tranche 5), a pu être remis en service en juin 2015 (tranche 5) et juin 2016 (tranche 6). Depuis le retour des tranches sur le réseau, les performances sont au rendez-vous.

Déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches de son parc thermique arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Les provisions relatives à ces opérations 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 (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 », note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

EDF a poursuivi en 2016 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation. En particulier, l'abattage par semi-foudroyage des deux tranches charbon de Champagne-sur-Oise a été réalisé avec succès le 10 juillet 2016.

1.4.1.4 Production à partir des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables [3] (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.) connaissent au niveau mondial un développement très soutenu.

L'hydraulique est la première des énergies renouvelables dans le monde, avec une capacité cumulée installée de 1,2 TW en 2015 [4]. Elle conserve des perspectives de développement importantes dans certaines régions, même si elle est proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés. Selon l'AIE, sur la période 2014-2020, l'hydraulique représente environ 20 % des capacités nouvelles et 26 % de la production additionnelle [5] d'électricité d'origine renouvelable.

Dans l'éolien terrestre, la capacité cumulée installée atteint 467 GW dans le monde à fin 2016, dont plus de 160 GW en Chine, 83 GW aux États-Unis et environ 140 GW en Europe. Au cours de l'année 2016, 55 GW ont été installés dans le monde, dont environ 22 GW en Chine [6].

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établit à près de 317,7 GWc fin 2016, dont environ 70 GWc de nouvelles capacités construites en 2016 [6]. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables.

Le groupe EDF est aujourd'hui premier producteur européen d'énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne ; la production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe avec 21,4 GW installés, 239 barrages, et 436 sites de production dans le monde. Le Groupe contribue à l'essor de filières industrielles compétitives, en particulier dans l'éolien et le solaire.

Depuis 2015, le Pôle Énergies Renouvelables pilote et valorise les activités du groupe EDF dans les énergies renouvelables, à savoir la production hydraulique et les activités de production renouvelable. Ce pôle supervise également l'ensemble des projets renouvelables (éolien, solaire, énergies marines, etc.) du Groupe, y compris ceux portés par les filiales étrangères.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.2 « Objectifs de responsabilité d'entreprise ».

1. *Les tranches fioul utilisent toutes du combustible « à très très basse teneur en soufre » (soit une teneur inférieure à 0,4 % de soufre).*
2. *Sur le périmètre de la Société (EDF SA, soit y compris SEI et hors PEI), les émissions totales ont été en 2016 de 8,2 millions de tonnes.*
3. *Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.*
4. *Source : International Renewable Energy Agency (IRENA),* Capacity Statistics 2016.
5. *Source : Agence Internationale de l'Énergie,* World Energy Outlook 2016, *scénario « New Policies ».*
6. *Source :* Bloomberg New Energy Finance.

CAPACITÉS NETTES (1) DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2016

(En MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Marine	Total
Afrique	–	54	–	–	–	54
Amérique	–	3 132	112	40	–	3 284
Asie	428	92	60	–	–	580
Europe	22 216	3 207	472	354	240	26 489
Total installé	**22 644**	**6 486**	**644**	**394**	**240**	**30 408**
Total en construction	**204**	**941**	**163**	**–**	**–**	**1 308**
CAPACITÉS NETTES TOTALES	**22 848**	**7 427**	**807**	**394**	**240**	**31 716**

(1) Capacités de production d'électricité, à hauteur de la participation du groupe EDF dans chaque actif

1.4.1.4.1 Production hydraulique en France

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques en France continentale a représenté 42,4 TWh en 2016 soit 9,8 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.4.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 433 centrales à fin 2016, avec un âge moyen de 72 ans [1] :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 60 % de la production totale ;
- environ 51 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 6 % de la production totale.

	31/12/2016	31/12/2015
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	990,2	989,3
Production nette du pompage *(en TWh)*	2,5	2,4
Consommation par pompage *(en GWh)*	48,5	32,7
Production pompage compris *(en TWh)*	2,6	2,4
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	18 965,8	18 939,4
Production nette du pompage *(en TWh)*	33,3	29,7
Consommation par pompage *(en TWh)*	6,6	6,8
Production pompage compris *(en TWh)*	39,9	36,5
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(EN GW)*	**20,0**	**19,9**
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (1) *(EN TWH)*	**35,8**	**32,1**
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (1) *(EN TWH)*	**42,4**	**38,9**

(1) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte-tenu des arrondis.

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 GW (hors outre-mer et Corse), soit 21 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'une quarantaine de TWh.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. 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, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinées à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

1. *Moyenne arithmétique.*

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,2 TWh
Lac	8,8 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Transfert d'Energie par Pompage	4,2 GW	1,1 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

1.4.1.4.1.2 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 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. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 2.2.3.3.1.2 « Le domaine hydraulique »). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydroguides en période estivale) concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- 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, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une revue de sûreté est réalisée tous les dix ans, qui inclut un diagnostic complet opéré avec des moyens subaquatiques ou une vidange de la retenue. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

Par ailleurs, la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté constitue une obligation réglementaire pour le propriétaire ou le concessionnaire d'un barrage : à ce titre EDF, qui dispose de 240 études de danger couvrant l'ensemble des ouvrages soumis à cette exigence, a délivré en 2016 aux services de contrôle de l'État la mise à jour de 5 études de danger et a réalisé 134 revues de sûreté sur les 156 attendues d'ici 2018. Elles consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avère satisfaisante [1].

En 2016, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un bon niveau sans événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (événement ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêté du 21 mai 2010). 8 EISH classés « jaunes » (événements traduisant une non-conformité sans mise en danger des personnes) ont été comptabilisés cette année. Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- la détection des événements significatifs sans caractère de gravité (appelés ESSH 0) par les équipes de terrain se stabilise, avec 3 391 événements détectés ;
- le nombre d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH ≥ 1) est faible : 19 événements sont survenus ;
- le nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit est réduit de 114 en 2005 à 12 en 2016 (11 en 2015) ;
- la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors des crues survenues cette année.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée, et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012. Avec près de 600 millions d'euros pour la sûreté hydraulique entre 2012 et 2016, EDF y consacre une part conséquente du budget de maintenance.

Depuis 2006, les programmes d'ingénierie du parc hydraulique en exploitation sur les volets sûreté et performance se poursuivent avec un fort niveau d'investissement, en assurant un pilotage particulier des opérations majeures à enjeux de sûreté en y apportant une visibilité nationale. L'objectif est la mise à niveau technique et la maintenance renforcée des ouvrages, afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques du parc. À fin 2016, 524 dispositifs et moyens particuliers [2] sont effectifs, en baisse par rapport à 2015, et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

1.4.1.4.1.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé

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. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent un peu plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite 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.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2016

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2016 se caractérise par une bonne production malgré des conditions hydrologiques déficitaires.

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 42,4 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage et de 35,8 TWh nette de la consommation liée au pompage.

Les indicateurs de production 2016 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne [3] historiquement bas de 4,5 % (5,2 % en 2015). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par

1. *Pour en savoir plus, consultez le rapport 2016 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site internet d'EDF.*
2. *Un dispositif ou moyen particulier est une mesure temporaire pour préparer un état acceptable de sûreté, performance et sécurité des personnes.*
3. *La perte interne est l'énergie des débits non turbinés, dont les volumes n'ont pas pu être stockés. Le taux de perte interne est obtenu en divisant la perte interne par la production réalisée de l'année à laquelle on rajoute la perte interne.*

les centrales, s'établit à 99,32 % (99,25 % en 2015). L'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF est de 15,8 % pour des travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) réalisés dans le cadre de la maintenance des installations, et de 4,0 % pour des prolongements de travaux et des avaries (indisponibilité fortuite).

EDF a également engagé en 2011 un projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros$_{2010}$ à l'horizon 2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation, afin d'améliorer la sûreté, la performance opérationnelle et la compétitivité du parc hydraulique. Le déploiement généralisé du projet se terminera avant 2020.

1.4.1.4.1.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, gestion de l'accès à l'eau et développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »).

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France. D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. La loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 et le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique sont venus poser le nouveau cadre législatif et réglementaire dans lequel s'inscrit la production hydroélectrique.

Un ensemble de textes complète ce dispositif, qui concernent l'attribution et/ou l'exécution des contrats de concession d'énergie hydraulique : on peut notamment citer l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et son décret d'application du 1er février suivant, qui définissent le cadre général des mises en concurrence, le décret du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération, susceptible de concerner certaines installations hydroélectriques, les ordonnances du 3 août 2016 relatives à l'évaluation environnementale des projets et aux procédures d'information et de participation du public, la loi du 7 octobre 2016 pour une République numérique, etc. (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrive normalement à échéance. L'article L. 521-15 du Code de l'énergie (issu de la loi de finances rectificative pour 2006) prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession. En revanche, les concessions dont le terme serait anticipé par l'État feraient alors l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Dans ce contexte, EDF se prépare depuis plusieurs années à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte 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 Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 § 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité. Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de la mise en demeure et a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Durant l'année 2016, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français, et ainsi avancer sur la voie d'un accord. De tels échanges devraient se poursuivre en 2017, jusqu'à la clôture du dossier par la CE.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés [1] et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). Ces dispositions ont été complétées par la loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages du 8 août 2016. EDF estime que ces dispositions ont des conséquences maîtrisables à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Le groupe EDF reste cependant vigilant aux modalités locales d'application ainsi qu'aux évolutions à venir de cette réglementation, et appelle à une meilleure cohérence des politiques publiques sur l'eau, l'énergie et l'environnement.

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF se donne l'objectif de développer son activité hydraulique, par l'étude et la réalisation de nouveaux projets rentables, en particulier :

- développer le turbinage des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour récupérer une partie de l'énergie associée à ces débits minimaux réglementaires :
  - une nouvelle centrale a été inaugurée le 20 octobre 2016 à proximité du barrage de Kembs sur le Rhin, ajoutant ainsi une puissance nouvelle de 8 MW et un productible de 28 GWh,
  - en 2016, quatre groupes sont en cours de réalisation sur les aménagements de Manciès, Chavaroche, l'Escale et Aigueblanche, ajoutant ainsi 2,3 MW aux 3,3 MW déjà mis en service en 2015,
  - de nouveaux projets sont en cours d'étude avec des mises en service échelonnées d'ici à 2020 ;

1. *Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.*

- développer le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP). EDF a obtenu par arrêté du 17 juin 2013 l'autorisation de construire un nouveau groupe de 240 MW sur le site de la STEP de La Coche en Savoie. Ce groupe Pelton, dont la construction a débuté en 2016, permettra d'augmenter de 20 % la puissance de l'aménagement existant et de produire chaque année environ 100 GWh supplémentaires ;
- étudier les possibilités d'augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants, en particulier celles offertes par l'article L. 511-6 du Code de l'énergie issu de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, pour contribuer au développement de moyens de pointe.

  Cette disposition ayant été abrogée à compter du 1er avril 2016 par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession, plusieurs projets ont été déposés avant cette date, afin de préserver la possibilité pour EDF de procéder à l'augmentation de puissance des centrales concernées, notamment sur les aménagements de Saussaz-Hermillon, Salelles, Vinon, Manosque Sainte-Tulle II, Peyrat le Château ;

  Un projet de surpuissance est en cours de réalisation sur l'usine de La Bâthie, pour remplacer les six groupes de production pour une puissance additionnelle d'environ 50 MW. À fin 2016, trois groupes ont été réalisés ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes ;
- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). L'un des objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets ;
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant avec la remise en service en 2016 de plusieurs aménagements après un important programme de rénovation comme Le Bazacle, Notre-Dame-de-Briançon, Mescla Plan-du-Var et, dans le parc SHEMA, la Mayenne Fourmondière supérieure ;
  - la réponse à l'appel d'offres pour le développement de la micro et de la petite hydroélectricité lancé le 26 avril 2016 pour une enveloppe totale de 60 MW. Le groupe EDF a déposé différents dossiers de réponse fin 2016. Les lauréats seront annoncés au premier semestre 2017 et devront mettre en service leur installation dans un délai de 4 à 5 ans.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour ses activités industrielles. Cette démarche s'est concrétisée par la création du programme « Une rivière, un territoire » qui disposait fin 2016 de sept agences actives sur le territoire national.

1.4.1.4.2 Nouvelles énergies renouvelables

1.4.1.4.2.1 L'énergie éolienne

Une éolienne est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre *(onshore)* : il s'agit d'une filière éprouvée, dont la compétitivité continue de s'accroître et s'approche aujourd'hui de celle des filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans de nombreux pays, mais de plus en plus de projets sont développés sans mécanisme de soutien (voir section 1.5.3 « Législation relative au marché de l'électricité »). La puissance moyenne des éoliennes terrestres installées dans le monde est supérieure à 2 MW, et on observe une croissance régulière de cette puissance. La filiale dédiée au développement de cette énergie au sein du Groupe est EDF Énergies Nouvelles. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation. La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 11,7 TWh en 2016 ;
- l'éolien en mer *(offshore)* : cette filière, moins mature et en plein développement, est aujourd'hui plus onéreuse en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre ; l'exploitation-maintenance en mer est également plus difficile. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire importante des éoliennes (supérieure à 5 MW en général) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus constants. La filière est engagée dans un processus d'apprentissage, qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *offshore,* dont les perspectives de développement sont intéressantes, au moins dans deux pays clés du Groupe : la France et le Royaume-Uni.

1.4.1.4.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet de produire de l'électricité sur des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés : les centrales au sol et le solaire sur toitures résidentielles et bâtiments. En France, le parc raccordé a dépassé les 7 GW, malgré une baisse sensible des raccordements en 2016 (449 MW pour les trois premiers trimestres contre près de 800 MW sur la même période 2015).

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire a considérablement baissé ces dernières années. Il subsiste toutefois des marges de progression significatives, qui reposent notamment sur l'innovation mais aussi sur l'amélioration des processus industriels. Dans cette optique, la R&D d'EDF conduit sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), créé en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École nationale supérieure de chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques.

1.4.1.4.2.3 La biomasse et le biogaz

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 à exploiter des forêts dédiées pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Enfin, par le biais de ses participations, le Groupe détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 1.4.6.1.1 « 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.

1.4.1.4.2.4 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels ÉS et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz en Alsace (voir section 1.4.4.4 « ÉS »).

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

1.4.1.4.2.5 Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est chargée au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du Groupe ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire dit « à concentration » (voir section 1.4.1.4.2.2 « L'énergie solaire photovoltaïque ») et le stockage d'énergie, l'un des domaines plus particulièrement explorés par le Groupe.

Dans le cadre des énergies marines, deux projets sont en cours de développement :

- les hydroliennes, qui sont des turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat, dans les Côtes-d'Armor, dont la mise en service a été mise en attente. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec DCNS, premier constructeur européen de navires militaires, développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard, au large du Cotentin. L'enquête publique a débuté sur ce projet ;
- l'éolien en mer flottant : le gouvernement français a annoncé le 3 novembre 2016 que le Projet Provence Grand Large, piloté par EDF Énergies Nouvelles, a été désigné lauréat de l'appel à projets « fermes pilotes d'éoliennes flottantes » lancé par l'ADEME en août 2015. Le projet, situé à 17 km au large de la plage Napoléon, à Port-Saint-Louis-du-Rhône, prévoit la construction de trois éoliennes Siemens de 8 MW chacune.

1.4.1.4.3 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'autres énergies renouvelables est porté principalement par sa filiale à 100 % EDF Énergies Nouvelles (EDF EN). L'ensemble des sociétés du groupe EDF EN employait 3 108 personnes au 31 décembre 2016.

EDF EN dispose de l'expertise qui lui permet d'assurer le développement du groupe EDF dans les énergies renouvelables, en particulier dans les domaines de l'éolien, du solaire photovoltaïque, et du stockage d'électricité. La croissance attendue de la capacité nette installée dans l'éolien et le solaire est d'environ 30 % à l'horizon de 2020, sachant qu'à fin 2016 le portefeuille de projets représente 18,5 GW, dont 16,8 GW de projets hors capacités en construction. La société figure parmi les acteurs de référence de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantation que sont l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest et du Sud.

EDF EN est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF EN est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers.

Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste à céder, en tout ou partie, des projets qu'elle a construits, à des tiers intéressés par ces actifs d'infrastructure. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2016 s'est élevée à 971 MW.

À côté d'un développement centré sur l'éolien et le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 96,7 % de ses capacités nettes installées), EDF EN est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement les énergies de la mer et le stockage de l'électricité. Enfin, EDF EN est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises. Environ 85 % du chiffre d'affaires lié à la production électrique des actifs consolidés par intégration globale n'est pas exposé au risque marché, grâce à des contrats long terme ou à d'autres mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Les contrats long terme ont une durée de vie résiduelle moyenne d'environ 14 ans [1].

Historiquement, EDF EN s'était principalement développé sur deux zones géographiques : l'Europe et l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique).

Depuis 2012, le Groupe a également pris position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, Israël, l'Inde, le Chili, le Brésil et la Chine.

En effet, poursuivant sa croissance en Asie, EDF EN s'est ouvert en 2016 à de nouvelles perspectives avec son entrée en Chine et a renforcé sa présence indienne en développant des projets éoliens. Au 31 décembre 2016, EDF EN dispose d'une capacité installée brute de 9 613,5 MW, d'une capacité installée nette de 6 262,9 MW et de 1 780,4 MW bruts en cours de construction.

1. *D'après estimations au 31 décembre 2016 du chiffre d'affaires des actifs consolidés en intégration globale.*

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2016		Au 31/12/2015	
(en MW)	Brute [1]	Nette [2]	Brute [1]	Nette [2]
Éolien				
États-Unis	3 235,5	2426,0	2 818,2	2 233,4
France	1 104,3	817,9	1 040,4	754,0
Royaume-Uni [3]	656,4	241,5	589,7	208,1
Turquie	649,8	264,5	612,8	250,7
Portugal	534,7	186,7	507,0	314,1
Canada	500,2	476,2	589,7	565,7
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Italie	384,4	264,9	440,4	246,6
Belgique [4]	325,2	26,9	325,2	29,7
Grèce	264,5	238,2	384,3	358,0
Chine	174,0	66,4	–	–
Afrique du Sud	107,6	54,2	104,1	50,0
Pologne	106,0	106,0	106,0	106,0
Inde	52,0	26,0	–	–
Danemark	6,0	6,0	–	–
Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0
Total éolien [5]	**8 495,1**	**5 433,8**	**7 912,3**	**5 348,8**
Solaire				
France	209,2	153,1	209,2	153,1
États-Unis	160,3	88,7	160,3	88,7
Énergies réparties (France)	81,9	53,8	86,8	58,3
Israël	158,5	108,7	108,5	66,2
Inde	120	60	180,5	46,9
Italie	76,9	74,3	79,5	76,8
Espagne	57,4	46,9	57,4	46,9
Canada	23,4	23,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Total solaire [5]	**899,7**	**620,9**	**917,6**	**572,4**
Autres filières				
Hydraulique	62,8	60,0	77,2	74,4
Biogaz	70,0	70,0	51,0	51,0
Biomasse	66,0	58,2	85,2	64,9
Stockage	20,0	20,0	20,0	20,0
Total autres filières [5]	**218,8**	**208,2**	**233,4**	**210,3**
TOTAL [5]	**9 613,5**	**6 262,9**	**9 063,3**	**6 131,5**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF EN est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF EN.
(3) EDF EN détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy).
(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore *exclusivement.*
(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Au 31 décembre 2016, l'âge moyen pondéré des parcs d'EDF Énergies Nouvelles consolidés en intégration globale, toutes filières et tous pays confondus, est de 5,1 ans. En 2016, la production électrique de ces parcs a été de 11 326 GWh. Le facteur de charge à fin 2016 atteint 31 % dans l'éolien *onshore*, et 16 % dans le solaire.

Filière éolienne

Éolien terrestre (onshore)

Au cours de l'année 2016, EDF EN a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en s'implantant dans de nouvelles zones géographiques clés et a augmenté de 576,8 MW bruts ses capacités de production éolienne, totalisant ainsi, à fin 2016, 8 101,9 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2016 le chiffre de 988,5 MW bruts, et au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 220,8 MW bruts au 31 décembre 2016.

Dans le cadre de l'activité de développement-vente d'actifs structurés, l'année 2016 a été marquée par d'importantes cessions notamment au premier semestre, totalisant 899,2 MW d'éolien terrestre cédés principalement en Europe et en Amérique du Nord.

France

En 2016, l'année a été marquée en France par la mise en service de la deuxième tranche de l'Ensemble éolien catalan (parc éolien de Pézilla), le plus puissant parc éolien de France avec une puissance installée de 96 MW. EDF EN atteint ainsi 1 104,3 MW bruts installés d'éolien en France au 31 décembre 2016, auxquels s'ajoutent 194,9 MW d'éolien terrestre en cours de construction.

Royaume-Uni

Les capacités exploitées par EDF Energy Renewable (joint venture 50 %/50 % avec EDF Energy) à fin 2016 totalisent 594,4 MW bruts d'éolien (soit 210,5 MW nets).

En 2016, EDF Energy Renewable a mis en service les parcs éoliens de Pearie Law (19,2 MW) et de Corriemoillie (47,5 MW). Les parcs éoliens de Dorenell en Écosse (177 MW) et de Beckburn (31 MW) sont actuellement en cours de construction.

Portugal

Les extensions des parcs de Ventominho (23 MW supplémentaires), Espiga et Arga (4,7 MW supplémentaires) au Portugal ont été mises en service en juin 2016. À ce jour, EDF EN Portugal exploite 534,7 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays, codétenus par EDF Énergies Nouvelles, Eolverde et DST.

Turquie

En 2016, EDF Énergies Nouvelles a mis en service le parc de Poyraz 2 (12 MW) et Seyitali 3 (4,0 MW) et a mis en construction celui de Samurlu 3 (9,4 MW). À ce jour, EDF EN a installé 649,8 MW bruts de capacité éolienne dans le pays.

Afrique du Sud

En Afrique du Sud, EDF EN a construit et exploite trois parcs éoliens remportés dans le cadre d'appels d'offres gouvernementaux, pour une capacité totale de 107,6 MW bruts.

États-Unis

Le Groupe est présent aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy (EDF RE), producteur indépendant d'énergies renouvelables et filiale à 100 % d'EDF EN.

Fin 2016, EDF RE atteignait une capacité installée de 3 235,5 MW bruts (ou 2 426,0 MW nets) dans l'éolien terrestre.

Sur l'année, EDF RE a mis en service aux États-Unis les parcs éoliens de Salt Fork (174 MW), la deuxième tranche de Milo (31,7 MW), Kelly Creek (184 MW), Tyler Bluff (125,6 MW) et Great Western (225 MW) pour un total de 740,2 MW. Par ailleurs, 547,6 MW ont été cédés (dont les parcs de Salt Fork, de Tyler Bluff ainsi que 50 % des parcs de Slate Creek (150,0 MW), Roosevelt (250 MW) et Milo (49,7 MW)).

Canada

Fin 2016, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Canada atteint 500,2 MW bruts (ou 476,2 MW nets).

Le projet Nicolas Riou, de 224,5 MW, situé au Québec dans la Région du Bas Saint-Laurent, remporté suite à un appel d'offres en 2015, est en cours de construction.

EDF EN Canada a également remporté, dans le cadre d'un appel d'offres éolien et solaire en Ontario, trois contrats de fourniture d'électricité sur 20 ans pour un total de 82 MW. L'électricité produite proviendra du projet éolien de Romney (60 MW), situé dans le sud-ouest de la province canadienne, et des centrales solaires de Pendleton (12 MW) et Barlow (10 MW), situées dans l'est de l'Ontario. Ces projets, qui restent à construire, associent les communautés locales (Premières Nations).

Mexique

Dans le cadre d'un appel d'offres gouvernemental, le projet éolien de Gunaa Sicarú (252 MW) sera implanté dans l'État d'Oaxaca.

Chine

En 2016, l'année a été marquée par l'acquisition de la société UPC Asia Wind Management (AWM) qui développe et construit des projets éoliens en Chine. EDF Énergies Nouvelles détient désormais 80 % des parts de la société UPC AWM. Au cours de l'année, 174 MW ont été intégrés au périmètre, et 49,5 MW sont actuellement en cours de construction.

Inde

En Inde, EDF Énergies Nouvelles prend position dans l'éolien terrestre avec l'acquisition de 50 % des parts de SITAC Wind Management and Development, société indienne dédiée à l'éolien. Fin 2016, trois parcs sont en cours de construction (G1.2 (64 MW), G2 (26 MW) et G4 (22 MW)) et deux parcs ont été mis en service (G3 (26 MW) et G5 (26 MW)). Ils bénéficient chacun d'un contrat de vente d'électricité d'une durée de 25 ans, signé avec GUVNL, société de distribution d'électricité locale.

Brésil

EDF EN Do Brasil construit actuellement la centrale éolienne Ventos de Bahia (66,0 MW) située dans l'État de Bahia.

Par ailleurs, la société poursuit son projet Ventos de Bahia II, pour lequel un contrat de fourniture d'électricité long terme de 117 MW sur 20 ans avait été remporté fin 2015 dans le cadre d'une enchère fédérale de réserve. La construction devrait démarrer en 2017.

Chili

EDF EN Chile a lancé la construction de son premier parc éolien, Cabo Leones 1, pour une capacité de 115 MW bruts. Ce projet, dont le *closing* financier vient de s'achever, a remporté un contrat d'achat suite aux enchères multi-énergies organisées par le gouvernement chilien en octobre 2015. Codétenu à parts égales par EDF Énergies Nouvelles et le développeur d'installations d'énergies renouvelables espagnol Ibereolica, il est situé sur la côte de la région d'Atacama, au nord du Chili.

Maroc

Au Maroc, EDF Énergies Nouvelles poursuit le développement du parc éolien de Taza (150 MW), dont la construction devrait débuter en 2017.

Éolien maritime (offshore)

L'éolien *offshore* représente pour les années à venir un axe de développement, principalement en France et au Royaume-Uni. En France, trois projets ont été remportés en 2012 suite à l'appel d'offres lancé par l'État, à savoir les parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Nazaire et Calvados. Ils totalisent

une capacité totale de 1 428 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. L'ensemble des demandes d'autorisation a été déposé en octobre 2014, conformément au cahier des charges de l'appel d'offres, et un avis favorable a été rendu par les commissions d'enquête publiques pour ces trois projets. Cependant, des recours ont été déposés sur chacun des trois parcs, repoussant les dates initialement envisagées pour la décision d'investissement. En 2016, un partenariat avec le canadien Enbridge a été conclu pour développer, construire et exploiter les trois parcs en co-contrôle à 50 %/50 %. Ce dernier remplace celui conclu avec Dong Energy qui a souhaité limiter le nombre de pays dans lequel il est présent et a décidé de ne pas investir en France.

En 2016, au Royaume-Uni, EDF EN a lancé la construction du parc éolien en mer de Blyth, au nord-est de l'Angleterre. Les travaux à terre de la première tranche de 41,5 MW ont débuté, et l'installation en mer est prévue en 2017.

Filière solaire photovoltaïque

EDF EN a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. À fin 2016, la capacité solaire installée s'élève à 899,7 MWc bruts (620,9 MWc nets), en augmentation de 48,5 MWc nets par rapport à fin 2015. EDF EN dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 547,5 MWc bruts.

Amérique du Nord

Un contrat de fourniture d'électricité de long terme a été conclu avec Southern California Edison, société d'électricité locale pour la future centrale solaire Valentine, d'une puissance de 111,2 MW, à construire en Californie. Elle sera adjacente à la centrale photovoltaïque de Catalina (143,2 MWc), mise en service dans sa totalité en 2013. Sur la zone Amérique du Nord, le Groupe dispose d'un total de 183,7 MWc bruts de solaire (photovoltaïque).

Inde

En 2016, EDF Énergies Nouvelles a mis en service 132 MWc de capacité solaire dans les États de l'Uttar Pradesh et de Telangana avec la mise en service des parcs photovoltaïques de Telangana 1 (96 MWc) et Uttar Pradesh 1 (36 MWc). Suite à la fin du partenariat avec ACME Solar en raison de divergences stratégiques, EDF EN a conservé 120 MW en partenariat à 50 %/50 % avec EREN et a cédé le reste de ses actifs solaires à ACME Cleantech. Fin 2016, 60 MW bruts sont en cours de construction.

Israël

EDF EN Israël a mis en service la centrale solaire de Zmorot de 50 MWc de capacité installée et a, par ailleurs, lancé la mise en construction du projet photovoltaïque White-Ashalim (35 MW). Le Groupe exploite ainsi 158,5 MWc de capacité solaire installée en Israël.

Chili

En 2016, EDF EN Chile a poursuivi la construction de la centrale photovoltaïque de Boléro (Laberinto) située dans le désert d'Atacama d'une puissance de 146 MWc inaugurée le 1er décembre 2016. Le groupe EDF a par ailleurs poursuivi son développement dans le photovoltaïque au Chili avec la mise en construction du projet Santiago Solar (115 MWc). Située au nord de la capitale chilienne, la centrale de Santiago Solar sera détenue à parité par EDF Énergies Nouvelles et Andes Mining Energy (AME), développeur local. Une partie de la production du projet bénéficiera d'un contrat d'achat de l'électricité d'une durée de 15 ans conclus avec une vingtaine de distributeurs. Le reste sera vendu sur le marché.

Brésil

EDF Énergies Nouvelles a investi dans le solaire au Brésil grâce à l'acquisition de 80 % du projet de Pirapora I (191 MWc), dans le sud-est du pays, auprès de Canadian Solar Inc., développeur et fabricant de panneaux photovoltaïques. La future centrale bénéficiera d'un contrat de fourniture d'électricité sur une durée de 20 ans remporté dans le cadre d'enchères.

Mexique

Au Mexique, le Groupe fait également son entrée dans le solaire en remportant le projet Bluemex, d'une puissance de 90 MWc, dans le cadre d'un appel d'offres national. Située dans l'État de Sonora, la future centrale, qui reste à construire, serait composée de cellules photovoltaïques bifaces et bénéficiera d'un tarif fixe sur une période de 15 ans.

Filière exploitation et maintenance

EDF EN, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations, aussi bien éoliennes que solaires. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF EN exploite 13,5 GW à fin décembre 2016 dans dix pays, et affiche une ambition de croissance d'environ 25 % dans cette activité à l'horizon de 2020. De plus, EDF EN est, avec sa filiale EDF Renewable Energy services, le premier acteur de l'exploitation-maintenance sur l'Amérique du Nord, où elle gère près de 10 GW. Ses positions se sont renforcées en Europe pour dépasser les 3,5 GW à fin 2016. Les capacités maintenues sont globalement stables par rapport à 2015.

La croissance de cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la reprise de l'exploitation des parcs exploités par les turbiniers et dont les contrats, au titre de la garantie, se terminent.

En 2016, une antenne pour EDF EN Services Belgium a été inaugurée en Belgique, dans le cadre d'un partenariat entre EDF EN et EDF Luminus.

Filière des énergies réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) est détenue à 100 % par EDF EN. EDF ENR est aujourd'hui un acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR Solaire, filiale détenue à 100 %, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, avec plus de 14 000 clients particuliers et plus de 900 réalisations chez les professionnels et les collectivités.

EDF ENR est également un producteur d'électricité verte avec environ 26 MW répartis sur plus de 176 centrales photovoltaïques en toiture qu'elle détient en propre en France métropolitaine.

Par ailleurs, EDF ENR 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. EDF ENR PWT opère dans un marché difficile caractérisé par une concurrence très vive et des prix de modules toujours orientés à la baisse. Face à cette situation, un plan d'actions volontariste a été mis en œuvre afin d'améliorer l'offre produit d'EDF ENR PWT avec un objectif d'amélioration continue du rendement des modules qui ont un faible contenu carbone.

Enfin, EDF ENR est l'actionnaire de contrôle d'EDF Store & Forecast (détenue à 51 % par EDF ENR et à 49 % par EDEV). EDF Store & Forecast, fondée en mars 2014, commercialise des solutions logicielles de prévision, de planification et de pilotage automatique optimisé de la production d'énergie renouvelable et du stockage.

EDF Énergies Nouvelles par le biais de sa filiale américaine EDF Renewable Energy (EDF RE) a signé un accord pour l'acquisition de Global Ressources Options, Inc. (groSolar), acteur spécialisé dans l'installation et la vente de centrales photovoltaïques pour les collectivités, les entreprises et les industriels, et poursuit son expansion dans le renouvelable aux États-Unis.

Filière stockage

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 batterie contribue à lisser la production du réseau électrique national. Le système de stockage peut être activé sur le réseau d'électricité pour répondre rapidement aux fluctuations. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF Énergies Nouvelles développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Guyane.

En 2015, EDF Énergies Nouvelles avait annoncé la mise en service par sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy d'un système innovant de stockage, combinant une batterie de stockage d'énergie et un logiciel de conduite informatisée. L'installation McHenry permet ainsi de fournir près de 20 MW de puissance (40 MW de capacité dynamique) et de piloter une réserve d'énergie pour stabiliser la fréquence du réseau électrique au niveau local.

En 2016, EDF Energy Renewables a remporté un contrat portant sur un système de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, à West Burton dans le Nottinghamshire, au Royaume-Uni. Cette installation fera partie d'un système de régulation de la fréquence, d'une capacité totale de 200 MW, qui sera déployé dans tout le pays. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique national.

Enfin, la centrale photovoltaïque de Toucan (5 MWc) en Guyane a été mise en service en 2014. Elle est équipée d'un système innovant de pilotage de ses équipements électriques. Cette installation solaire avec stockage de l'énergie est l'une des premières de ce type en France et dans le monde.

1.4.2 ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La demande

La consommation intérieure d'électricité de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2016 s'est élevée à 482,9 TWh [1], en hausse de 1,5 % par rapport à 2015. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, elle est stable.

1.4.2.1.2 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. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont Engie, E.ON (Uniper, SNET), Enel et Direct Énergie. Sur le marché du gaz et sur le segment des clients entreprises et collectivités locales, les autres principaux fournisseurs de gaz sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON et Antargaz. Enfin, sur le marché du gaz et sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Engie, Direct Énergie et Eni.

Au 30 septembre 2016, selon la CRE [2], les fournisseurs alternatifs – c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques – disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 13,2 % sur le marché résidentiel et de 17 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 22,1 % et 38,1 %.

La loi NOME de 2010 a fixé certaines règles en matière de commercialisation d'électricité et de gaz, dont les principales dispositions, aujourd'hui codifiées dans le Code de l'énergie, sont les suivantes :

- des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz partiellement maintenus dans les conditions décrites pour l'électricité à la section 1.4.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité ») ci-dessous ;
- un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), mis en place au bénéfice des fournisseurs alternatifs et des gestionnaires des réseaux de distribution et de transport (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu accès en 2016 à leurs propres capacités de production ainsi qu'au marché de gros de l'électricité. Aucun volume ARENH n'a été souscrit par les fournisseurs alternatifs sur 2016. Au guichet de novembre 2016, ils ont souscrit 82,2 TWh pour l'année 2017.

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME en 2011, 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 inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1er janvier 2016, il n'existe plus d'offre aux tarifs réglementés de vente pour ces sites ;
- 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 tarifs réglementés.

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 le tarif de première nécessité (TPN) de l'électricité, dont les conditions d'éligibilité ont été modifiées en 2013 afin de permettre à un plus grand nombre de consommateurs d'y avoir accès et de prévoir son attribution par tous les fournisseurs d'électricité. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit certaines dispositions de lutte contre la précarité énergétique, dont les modalités pratiques de mise en œuvre restent à préciser par décrets ou arrêtés :

- mise en place d'un chèque énergie, expérimenté dès 2016 dans quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor et Pas-de-Calais) avant sa généralisation prévue le 1er janvier 2018, en remplacement du TPN ;
- mise à disposition d'un affichage déporté des consommations d'électricité.

Évolution du mode de fixation des tarifs réglementés d'électricité

Jusqu'au mouvement tarifaire du 1er août 2015, les tarifs réglementés de vente (TRV) étaient fixés par arrêté ministériel publié au *Journal officiel,* après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et du Conseil supérieur de l'énergie (CSE).

Cette gouvernance a évolué le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article 4-1 VII transcrit dans le Code de l'énergie (L. 337-4, L. 337-13)). Désormais, 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.

C'est selon cette procédure que le 1er août 2016, la baisse hors taxes des TRV a été en moyenne de - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et de - 1,5 % pour les tarifs bleus professionnels, conformément à la décision du 28 juillet 2016. Les TRV (hors taxes) de l'électricité ont été fixés conformément à la proposition de la CRE du 13 juillet 2016.

1. *Source : Bilan électrique 2016 publié par RTE.*
2. *Source : Observatoire des marchés de la CRE ; données au 30 septembre 2016.*

1.4.2.1.4 Les contrats de fourniture d'électricité

En France, les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre proposée par tout fournisseur.

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 commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité.

Décision de la Cour d'Appel de Paris (gaz) et du Conseil d'État (électricité)

La Cour d'Appel de Paris, dans un arrêt rendu le 2 juin 2016 a jugé que la société GRDF (distributeur gaz) devait « *supporter, au moins en partie, les coûts de gestion des prestations de services rendues par les fournisseurs* » de gaz. Elle a aussi enjoint GRDF de conclure un avenant au contrat d'accès au réseau de distribution (CAD) prévoyant le versement à Direct Énergie et ENI, sociétés requérantes, d'une « *rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD)* ». Elle a, en outre, enjoint GRDF à verser, à titre rétroactif, à Direct Énergie, une rémunération à compter de la signature du CAD, soit le 21 juin 2005.

Sur le fondement de cette décision et conformément au principe de non-discrimination, EDF a sollicité GRDF pour obtenir la rémunération des prestations réalisées pour le compte du gestionnaire de réseau gaz à compter de la signature du CAD.

Cette décision, dans le domaine du gaz, s'est accompagnée, le 13 juillet 2016 dans le domaine de l'électricité de l'annulation par le Conseil d'État de la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui avait mis en place un mécanisme de régulation asymétrique.

Le Conseil d'État a considéré que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne pouvait légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs.

La portée de cette décision, qui ouvre droit à demande de rémunération de la part des fournisseurs en électricité, est en cours d'analyse par le Groupe.

La CRE a lancé une étude externe pour évaluer les coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique.

Par une délibération du 12 janvier 2017, la CRE a publié le rapport final de cette étude. Cette même délibération porte abrogation des délibérations portant communication du 26 juillet 2012 et du 3 mai 2016 relatives à la rémunération par Enedis de Direct Énergie. Enfin, cette délibération indique que les modalités du commissionnement fournisseur feront l'objet d'une consultation publique au premier trimestre 2017, laquelle sera préalable, s'agissant du gaz, à l'avis que la CRE rendra pour répondre à la sollicitation du CoRDIS et, s'agissant de l'électricité, à la délibération annoncée sur ce point dans la délibération TURPE 5 HTA-BT7. La CRE envisage de rendre cet avis et de prendre cette délibération au deuxième trimestre 2017.

Voir section 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF ».

1.4.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France (hors outre-mer et Corse) au sein de la Direction Commerce.

1.4.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise en France de l'énergie et des services à près de 26,2 millions de comptes client (hors outre-mer et Corse), soit presque 31,9 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2016 à presque 320 TWh, ce qui représente une part de marché de 70 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2016, EDF a commercialisé 27,7 TWh de gaz (contre 22,6 TWh en 2015), ce qui représente une part de marché de 5,7 % auprès de plus de 1,3 million de clients. À la fin de l'année 2016, EDF fournissait du gaz à plus de 1,2 million de clients résidentiels (contre 1,1 million à fin 2015).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de fourniture de gaz, EDF accompagne ses clients dans leurs actions d'efficacité énergétique et de production décentralisée. Par ailleurs, pour répondre aux attentes de ses clients et accompagner la révolution numérique en cours, EDF a engagé un vaste programme de digitalisation de ses offres et de sa relation client. Le Groupe entend être un acteur innovant de l'énergie, au service et à l'écoute de ses clients. Il entend aussi, vis-à-vis des clients résidentiels, conjuguer le « bien-être durable dans l'habitat » avec une promesse économique et sociétale.

À titre d'exemple, les clients résidentiels peuvent ainsi participer au programme d'engagement e.quilibre pour être accompagnés dans leurs actions visant à réduire leur consommation d'énergie.

Le lancement de Sowee qui s'appuie sur des objets connectés dans le logement devrait également élargir la gamme d'offres du Groupe pour les clients résidentiels. Pour ses clients entreprises et collectivités, le Groupe renforce ses offres de télé-suivi, de télé-analyse, jusqu'au pilotage des usages énergétiques.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité ») ainsi qu'aux objectifs gouvernementaux de rénovation thermique des logements.

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2015 afin notamment de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la directive du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique : l'obligation nationale pour la troisième période (2015-2017) est fixée à 700 TWhc, doublée par rapport à la deuxième période. Un renforcement du dispositif est annoncé pour début 2017, avec un objectif national d'économies d'énergie pour les années 2018 à 2020 qui pourrait être d'environ 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition énergétique par son action territoriale visible et durable. EDF s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. Ainsi, il expérimente des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de démonstrateurs de solutions électriques innovantes, aux côtés des principaux acteurs, collectivités, équipementiers, opérateurs de télécommunication, industriels et académiques sur différents territoires.

Le groupe EDF souhaite être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique, et les accompagne dans leurs projets d'efficacité énergétique de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Il est aussi investi dans le développement de la mobilité électrique via sa filiale Sodetrel.

1.4.2.2.2 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.2.1 Les clients Particuliers

À fin décembre 2016, EDF compte en France 26,6 millions de sites résidentiels en électricité et plus de 1,2 million de clients en gaz. Pour l'exercice 2016, le volume de ses ventes s'élève à 133,9 TWh d'électricité et 12,7 TWh de gaz naturel.

EDF souhaite être le partenaire du bien-être durable dans l'habitat. Ce positionnement traduit l'importance pour EDF d'accompagner ses clients dans leur confort et dans les économies d'énergie. Après un contact avec EDF, 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation, quels que soient le canal ou le motif de contact. L'expérience client proposée, sous-tendue par une dynamique d'innovation, est à la fois numérique et très humaine. Aujourd'hui, plus de 12 millions d'espaces client sont actifs et près de 5 000 conseillers sont à leur écoute.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au tarif réglementé de vente ainsi qu'en offres de marché.

Par ailleurs, EDF compte plus de 1,2 million de clients fournis en gaz naturel en offre de marché. En juillet 2016, l'offre « Avantage Gaz » a été lancée sur le marché : un prix du kilowattheure (hors taxes) fixe pendant quatre ans, avec une possibilité de baisse en fonction du prix du tarif réglementé de vente gaz, dans la limite de 7 % de baisse sur quatre ans.

Les fonctionnalités et les services

En 2016, la solution en ligne e.quilibre a évolué : un nouveau design et une navigation simplifiée pour aider les clients particuliers à mieux comprendre et à réduire leur consommation. E.quilibre est accessible immédiatement pour tous les clients disposant d'un espace client ou de l'application EDF & Moi, et s'est enrichie de nouvelles fonctionnalités, comme les alertes de consommation pour les clients Linky. Il est également possible de relier à e.quilibre un thermostat connecté ou une station météo connectée, et d'estimer les économies potentielles en réduisant la température du chauffage par exemple.

L'application EDF & Moi, quant à elle, a été repensée pour communiquer plus simplement au client son budget énergie en euros, ou encore une comparaison à date avec le montant payé l'année précédente. Elle intègre également les principales fonctionnalités d'e.quilibre. Plus de 3 millions d'applications EDF & Moi ont été téléchargées.

Plus de 90 millions de visites ont été réalisées sur les sites internet dédiés aux clients particuliers et à l'application EDF & Moi. Le site particulier.edf.fr a été refondu pour renforcer le positionnement d'EDF en tant que partenaire du bien-être durable dans l'habitat et fluidifier le parcours en ligne des clients.

EDF propose également des conseils d'économies d'énergie sur son site edf.fr, et dispose d'un réseau de près de 3 100 « Partenaires Solutions Habitat d'EDF » pour accompagner les particuliers dans la rénovation énergétique de leur logement. Les clients peuvent également avoir accès à des solutions de financement auprès du partenaire financier d'EDF, Domofinance, pour faire réaliser ces projets.

En 2016, EDF a renouvelé sa gamme d'assistance et assurance avec le lancement de deux nouveaux services : Assurénergie, qui permet au client de bénéficier d'un remboursement forfaitaire pour l'aider à payer ses factures d'énergie en cas de difficultés (perte d'emploi, arrêt de travail, hospitalisation, invalidité et décès) et Solution Dépannage Confiance (et option Plomberie) qui garantit au client un dépannage rapide sur ses installations intérieures d'électricité, de gaz et/ou de plomberie.

En mars 2016, EDF a lancé EDF Pulse & You, une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les clients et les *start-up*. Plus de 4 000 internautes participent au développement de projets innovants, sous la forme de projets à tester.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Concernant les clients particuliers, la production de CEE est issue de la rénovation thermique de l'habitat reposant essentiellement sur un réseau de « Partenaires Solutions Habitat d'EDF » (voir aussi section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

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 (voir sections 3.2.4.2 « Populations fragiles : les clients vulnérables » et 3.2.4.3 « Populations fragiles : l'accès à l'énergie »).

1.4.2.2.2.2 Les clients entreprises et professionnels

EDF, sous sa marque EDF Entreprises, compte 1,6 million de clients entreprises et professionnels. Les ventes d'électricité s'élèvent sur 2016 à 154,4 TWh, au tarif réglementé de vente ou à prix de marché, et les ventes de gaz naturel à 12,7 TWh, en progression de presque 20 % par rapport à 2015.

EDF Entreprises accompagne les entreprises et les professionnels pour contribuer à leur performance énergétique, notamment en les aidant à réduire leur facture énergétique et à s'inscrire dans la transition énergétique. Cette action est au cœur de la stratégie du groupe EDF, notamment en favorisant le développement des services énergétiques.

Les offres

EDF Entreprises propose aux entreprises et professionnels des offres de fourniture d'électricité et des offres de fournitures de gaz compétitives et adaptées à leurs besoins. Des offres différentes sont proposées selon les attentes et modes de consommation des clients.

Les offres d'électricité proposées par EDF Entreprises permettent aux petites entreprises, très petites entreprises et professionnels d'optimiser leur approvisionnement en énergie avec des modalités simples de fonctionnement de leur contrat. Elles permettent à des clients ayant des consommations plus importantes de choisir la durée de leur engagement sur les prix proposés, en fonction de leurs attentes en matière de visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF Entreprises est en capacité d'accompagner les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées selon la structure de leur consommation.

EDF Entreprises, à travers la structure de ses offres, incite ses clients à optimiser leurs consommations en fonction des coûts de production, en proposant une différenciation des prix des heures pleines et heures creuses, voire des prix d'été et des prix d'hiver pour les clients ayant des consommations plus importantes. Pour les grands clients ayant une capacité d'ajustement plus fine de leur consommation, EDF Entreprises propose de valoriser leur capacité d'effacement lors des jours de pointe de consommation hivernale, incluant dans certains cas des solutions de télé-pilotage.

EDF Entreprises donne à tous ses clients la possibilité de choisir une origine renouvelable pour l'électricité produite pour couvrir leur consommation, de manière à contribuer à la transition énergétique. Pour les PME et professionnels, il s'agit d'une offre spécifique, le contrat Énergie renouvelable, qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable en France pour 100 % de leur consommation et facilite la communication de ces consommateurs vers leurs propres clients sur leur engagement. En complément, EDF allouera 1 euro par mégawattheure facturé au financement de projets de recherche sur les énergies renouvelables ou le développement de nouvelles unités de production d'électricité d'origine renouvelable. Pour les plus grands clients, il s'agit d'une option qui leur permet de choisir eux-mêmes la proportion de leur consommation couverte par des garanties d'origine, entre 20 % et 100 %.

EDF Entreprises dispose d'une gamme enrichie de services à destination de tous ses clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises : suivi en ligne des consommations, dématérialisation des factures, assistance-dépannage, conseils (optimisation de la puissance souscrite, efficacité et réduction des dépenses énergétiques, etc.), notamment pour les clients souhaitant s'engager dans un système de management de l'énergie.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place des offres dédiées aux grands clients avec non seulement des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure et des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients, mais aussi un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO_2 ainsi que le *trading* de CO_2 pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Enfin, pour accompagner ses clients dans la transition énergétique, EDF Entreprises s'engage dans la promotion des éco-gestes au travers de campagnes de sensibilisation. De plus, EDF Entreprises réalise des audits énergétiques auprès de ses clients pour les aider à mieux identifier les gains énergétiques possibles. Certifiées, les équipes d'EDF Entreprises assistent leurs clients dans la mise en œuvre de systèmes de management énergétique (ISO 50001).

Satisfaction client

EDF Entreprises inclut dans ses objectifs la satisfaction de ses clients, qu'elle écoute et mesure régulièrement aussi bien sur l'adéquation des offres aux besoins, que sur le suivi des demandes et sur l'information et les conseils proposés. En 2016, la satisfaction globale moyenne sur l'ensemble des segments de clients est de 79 % de clients très satisfaits ou plutôt satisfaits.

1.4.2.2.2.3 Les clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

Dans le contexte de réforme territoriale et 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 pour ces clients dans cinq domaines :

- en tant qu'opérateur du secteur concurrentiel :
  - la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres),
  - le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : plan climat air énergie territorial, éco-quartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments, etc. ;
- au titre de ses missions de service public :
  - la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture »,
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la lutte contre la précarité énergétique.

EDF gère ainsi plus de 52 000 clients sur ce marché, pour une consommation annuelle de 22,3 TWh, et pour une consommation annuelle de gaz naturel de 2,3 TWh, en progression de presque 65 %. À cela s'ajoutent les 9,3 TWh d'électricité vendus aux Entreprises Locales de Distributions (ELD) en 2016.

En 2016, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités se situe à date à 87 %.

Maîtrise de l'énergie

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales, portant sur la mise en œuvre de la transition énergétique sur leur territoire. Par ailleurs, certaines collectivités se sont dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'énergies renouvelables. Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2016, plus de 173 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement, dont plus de 162 700 pour des travaux de rénovation.

1.4.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de Développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures pour les collectivités locales (voir section 3.2.1.2.3 « Accompagner les clients à consommer mieux et moins »).

1.4.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés

Les concessions, objet du présent paragraphe, recouvrent deux missions de service public distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'Enedis sur le territoire métropolitain continental, hors ELD (voir section 1.4.4.2 « Distribution – Enedis ») et d'EDF dans les zones non interconnectées ;
- la fourniture d'électricité aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente raccordés aux réseaux publics de distribution sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain continental, hors ELD, ainsi que pour les ZNI. Cette mission est assurée dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession et des conditions générales de vente (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession en France métropolitaine continentale est cosigné par EDF, Enedis et l'autorité concédante, et concerne le territoire d'une commune ou d'un regroupement de communes. Les missions de service public concédées sont exécutées dans le cadre de 524 contrats de concession, dont 50 sont à l'échelle d'un département.

Sur la période 2014-2016, une vingtaine de contrats de concession ont été négociés et signés, notamment avec les syndicats d'énergie de Seine-et-Marne et du Vaucluse, la communauté d'agglomération du Douaisis, les villes de Melun, Tours et Toulon. Un avenant à son contrat de concession a été signé avec le Sipperec, syndicat qui regroupe plus de cent collectivités franciliennes, le 14 avril 2016, qui prolonge notamment la concession de dix ans. Une trentaine de concessions arrivent à échéance en 2017 et en 2018. Une organisation et des outils ont été mis en place, notamment pour renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, professionnaliser les interlocuteurs EDF des concédants, élaborer et porter chaque année les comptes rendus d'activité de concession et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

La période à venir sera particulièrement marquée par la mise en œuvre du décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, et par la finalisation des travaux relatifs à la rédaction d'un nouveau modèle national de contrat de concession menés avec les organisations nationales représentatives des autorités concédantes.

Un accord a été signé le 29 juin 2016 avec l'association France Urbaine portant sur les perspectives d'évolution des contrats de concession pour le service public de la fourniture aux tarifs réglementés de vente et la distribution publique d'électricité dans les territoires urbains. Cet accord a permis aux parties signataires de partager les fondamentaux du cadre concessif et d'esquisser ses principales évolutions. L'accord national, ainsi que les échanges du concessionnaire avec plusieurs métropoles et communautés urbaines, témoignent de la volonté des collectivités concédantes urbaines d'exercer pleinement les compétences que les lois successives leur ont attribuées en matière d'énergie.

1.4.3 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION ET *TRADING*

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading (DOAAT)

La DOAAT est en charge de la gestion de l'équilibre du portefeuille amont/aval électricité d'EDF, de l'optimisation et de la sécurisation de la marge brute électricité créée par ce portefeuille, ainsi que de la gestion des risques physiques et financiers associés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes et de risques prix, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF (voir section 2.1.2 « Risques liés aux activités du Groupe »). 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] et le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermosensibilité. Par ailleurs, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures. La DOAAT s'assure à tous les horizons de temps qu'elle dispose des marges suffisantes qui lui permettront de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. Pour cela, elle pilote un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien 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 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'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, 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.

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, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF » – « Contrats d'allocation de production ») ;
- 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)

Mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011, le dispositif de l'ARENH est un droit pour les fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifie aux co-contractants. Ainsi, les fournisseurs qui souhaitent exercer leur droit à l'ARENH en font la demande auprès de la CRE, en transmettant les prévisions de consommation de leurs clients. Les prévisions détaillées, tout comme les droits calculés pour chaque fournisseur, ne sont connues que de la CRE et du fournisseur. Les paiements sont gérés par la Caisse des Dépôts.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis le 17 mai 2011. Il est réputé comprendre les certificats de capacité instaurés à compter de 2017.

L'arrêté du 14 novembre 2016 fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'Acheteur.

En outre, la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a communiqué à la CRE, dans un courrier en date du 2 novembre 2016, son intention « *d'engager une révision de la partie réglementaire du Code de l'énergie, afin de clarifier l'application de la clause dite de monotonie* » (laquelle clause précise la mise en œuvre du principe d'annualité du produit ARENH). En application de l'article L. 336-10 du Code de l'énergie, la CRE a été saisie pour avis par la ministre le 15 novembre 2016, du projet de décret en Conseil d'État et a rendu, par délibération du 19 janvier 2017, un avis favorable.

1.4.3.4 Périmètre d'équilibre dédié aux Obligations d'Achat et vente sur les marchés de gros

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le Gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation sont compensés à EDF sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »). À compter du 1er janvier 2017, les coûts de gestion de ces contrats sont également compensés.

Dans sa délibération du 9 octobre 2012 relative aux charges constatées de 2011, la CRE indiquait : « *En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat. Ces écarts, négligeables les années antérieures par rapport aux écarts liés à la consommation, commencent à devenir plus importants.* »

Avec le développement des énergies renouvelables, le coût généré par la différence entre la production prévue et celle effectivement constatée est devenu significatif. En conséquence, par délibération du 16 décembre 2014, la CRE a fait évoluer la formule de calcul des coûts évités à EDF pour couvrir ces coûts des écarts. Afin d'objectiver et d'identifier de manière indépendante ces écarts, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre un périmètre d'équilibre dédié.

Un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) a été mis en place le 1er juillet 2015. La DOAAT organise désormais la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie, ce qui rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis le 4 novembre 2015, les volumes d'électricité sous OA prévisibles

1. *Source : RTE.*

à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot. Quant aux volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA), ils sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

1.4.3.5 Mécanisme de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité, dans le respect d'un critère de défaillance fixé par les pouvoirs publics. Chaque fournisseur doit pour cela acquérir des garanties de capacité correspondant à son obligation, calculée en référence à la consommation de ses clients en puissance et en énergie pendant une période de pointe définie par RTE.

Pour satisfaire cette obligation, chaque fournisseur doit donc s'approvisionner en garanties de capacité auprès des producteurs, qui doivent certifier tous leurs moyens de production, ou auprès de détenteurs de capacités d'effacement.

La Commission européenne a donné le 8 novembre 2016 son autorisation pour la mise en œuvre, au 1er janvier 2017, du dispositif français.

Une première session de marché, gérée par EPEX Spot, a eu lieu le 15 décembre 2016 pour échanger la capacité relative à 2017. Le prix s'est établi à 10 €/kW, sachant que le plafond fixé par les pouvoirs publics était de 20 €/kW. Pour 2017, ces 10 €/kW constituent le prix de référence marché. En régime de croisière, il est prévu plusieurs sessions de marché, débutant quatre ans avant l'année de livraison et se terminant deux ans après celle-ci, pour échanger la capacité.

Des transactions de gré à gré restent possibles. De même, pour des acteurs intégrés comme EDF, qui disposent de capacités en tant que producteurs et qui ont par ailleurs une obligation en tant que commercialisateurs, des cessions internes de capacité sont autorisées pour couvrir leur obligation. Elles se font à prix de marché.

La DOAAT, en charge de la gestion de cette nouvelle commodité, a procédé à la certification de l'ensemble des moyens de production d'EDF en France pour les prochaines années et des capacités d'effacement contractualisées avec les clients. Ces certifications font l'objet, si nécessaire, de rééquilibrages réguliers, à la hausse ou à la baisse. De même, la DOAAT procède à la certification et aux nécessaires rééquilibrages des moyens de production sous obligation d'achat (OA) et à la vente sur le marché des garanties de capacités associées.

Comme sur le marché Énergie, les achats/ventes de capacité organisé par EPEX Spot, pilotés par la DOAAT pour le compte d'EDF, sont réalisés via EDF Trading.

1.4.4 ACTIVITÉS RÉGULÉES EN FRANCE

Le transport et la distribution d'électricité en France continentale sont des activités régulées. Elles sont assurées par RTE et Enedis, filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

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. Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à Haute et Très Haute Tension et 50 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, et assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. La société attache par ailleurs une attention particulière à l'accompagnement du développement des énergies renouvelables en France et à l'intégration de ces dernières dans le système électrique, qui nécessite le développement du réseau de transport et des interconnexions.

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). La réalisation effective de l'opération devrait intervenir courant 2017, après notamment l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires (contrôle des concentrations, etc.). Le schéma retenu a conduit EDF à transférer le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise, à ce stade dénommée C25.

RTE est détenu indirectement à 100 % par EDF au 31 décembre 2016 et ses conditions spécifiques de gouvernance (voir section 1.4.4.1.1 « Organisation de RTE ») conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence. À noter que 75,93 % des titres de la nouvelle entreprise mentionnée ci-dessus ont été affectés au portefeuille d'actifs dédiés pour couvrir les engagements nucléaires de long terme.

1.4.4.1.1 Organisation de 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 :

- huit membres nommés par l'Assemblée générale :
  - quatre représentants de l'État, dont l'État personne morale, représenté par une personne physique,
  - quatre représentants de l'actionnaire ;
- quatre membres élus par le personnel.

Un Commissaire du Gouvernement a également été désigné et assiste, avec voix consultative, aux séances 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 la limite fixée 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 exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. 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, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce code. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 en tant qu'ITO *(Independant Transmission Operator)*.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

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 et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité.

Dans le cadre de la transparence voulue par RTE, l'application éCO$_2$mix, lancée en 2011 et publiant les données relatives à la consommation et la production d'électricité sur toute la France, connaît un succès croissant, avec 10 millions de consultations par an et l'accès direct à 15 millions de données, ce qui témoigne de l'intérêt du public pour les questions énergétiques. Cette application contribue à une meilleure information de l'ensemble des citoyens et à leur sensibilisation aux enjeux des nouvelles politiques énergétiques.

1.4.4.1.2.1 Bilan énergétique

Synthèse 2016

Alors que 2015 était une année chaude, la température moyenne de 2016 a été inférieure de 0,5 °C à la température de référence. Ainsi, la consommation brute en France métropolitaine s'établit à 482,9 TWh, soit 1,45 % de plus qu'en 2015.

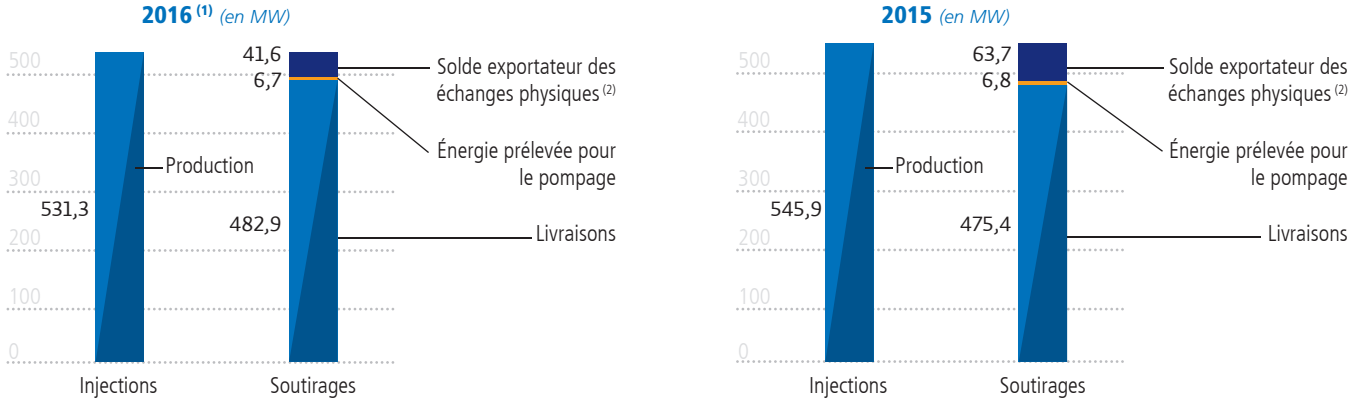
La puissance électrique consommée a atteint son maximum annuel durant une vague de froid avec 88,6 GW le 18 janvier 2016, un niveau similaire à 2011 et 2013. Si la réglementation thermique de 2012 conduit à modérer la croissance de la thermosensibilité dans le futur, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

Corrigée de l'aléa climatique et du 29 février, la consommation hors secteur énergie a connu, après trois années de stabilité, une légère baisse de 0,56 % pour atteindre 473 TWh.

La consommation du secteur industriel, hors 29 février et hors énergie, est similaire à l'année passée à hauteur de 66,6 TWh, masquant des dynamiques contrastées selon les secteurs d'activité.

Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. En 2016, le temps de coupure équivalent s'établit à 2 mn 54 s, hors événements exceptionnels. Ce résultat, bien que supérieur au seuil de 2 mn 24 s fixé par la régulation incitative, confirme les actions mises en place par RTE pour améliorer la qualité d'électricité fournie à ses clients.

BILAN SIMPLIFIÉ DES FLUX ÉNERGÉTIQUES SUR LE RÉSEAU DE RTE



(1) Données 2016 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2016 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2017 : www.rte-france.com).
(2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

Le développement des énergies renouvelables se poursuit pour accompagner la transition énergétique

La capacité installée éolienne atteint 11 670 MW au 31 décembre 2016. La production éolienne marque une pause dans la progression rencontrée depuis des années avec une légère diminution de - 1,8 % (à 20,7 TWh) par rapport à 2015. Les mauvaises conditions de vent en septembre et décembre ont fortement impacté la production. Un nouveau maximum horaire de production éolienne a cependant été atteint le 20 novembre 2016 à 4 heures, avec une puissance de 8 632 MW, ce qui correspond à un facteur de charge associé de 75,2 %, tandis que la production journalière a atteint son maximum absolu le 8 février 2016 (à 192 GWh).

En 2016, 576 MW de puissance solaire ont été raccordés en France métropolitaine, et portent à 6 772 MW le parc solaire installé. La production solaire a, quant à elle, bénéficié de l'augmentation de ce parc ainsi que de conditions climatiques favorables avec une augmentation de 11,3 % de sa production par rapport à 2015.

Le solde des échanges français est moins exportateur en fin d'année

Le solde des échanges français s'établit à 39,1 TWh. C'est le plus bas depuis 2010, avec une chute des exports tout au long du second semestre. Le bilan du mois de décembre est même légèrement importateur, ce qui n'était pas arrivé depuis février 2012. La nouvelle ligne d'interconnexion Baixas – Santa Llogaia, mise progressivement en exploitation commerciale depuis le 5 octobre 2015, augmente les capacités de transit avec l'Espagne. Le solde exportateur de la France vers l'Espagne s'établit à 7,8 TWh.

La France reste exportatrice vers la Suisse (10,1 TWh).

Le solde exportateur est de 16,5 TWh vers l'Italie et de 10 TWh vers la Grande-Bretagne. Des nouveaux projets d'interconnexion sont prévus notamment sur ces deux frontières.

Pour la première fois, la France est importatrice nette depuis la région *Central West Europe* avec un solde importateur de 5,3 TWh (contre un solde exportateur de 6,7 TWh en 2015) : ceci s'explique par la disponibilité réduite du parc nucléaire français.

1.4.4.1.2.2 Maintenance de l'infrastructure de transport

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance au quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique, aujourd'hui quasiment finalisé. Au total, RTE devrait avoir consacré, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 kilomètres de lignes aériennes du réseau de RTE.

1.4.4.1.2.3 Développement et réalisation de nouveaux investissements

RTE poursuit par ailleurs le développement et le renouvellement du réseau. Les projets étudiés et réalisés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2016, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 519 millions d'euros. Les principaux investissements

ont porté sur la mise en service de l'axe 400 kV entre Charleville et Reims, la poursuite des travaux de construction côté français de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la restructuration du réseau 225 kV de la haute Durance, le projet « 2 Loires » de reconstruction de l'axe 225 kV assurant l'interconnexion entre la région Auvergne, la vallée du Rhône et le Massif central, et le renforcement du centre Bretagne. De l'ordre de 60 % des investissements ont été réalisés sur des ouvrages existants.

Dans un souci d'optimiser au mieux les actifs existants et de limiter au maximum l'emprise de ses ouvrages sur les territoires, RTE consacre environ deux tiers de ses investissements à l'adaptation d'ouvrages existants.

Le montant du programme d'investissements 2017 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 525 millions d'euros. Le programme d'investissements 2017 se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, ainsi qu'en développement et renouvellement de systèmes d'information, notamment compte tenu des évolutions de contexte associées à la transition énergétique et à l'intégration européenne des marchés.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants également pour répondre aux enjeux du maintien du niveau de sécurité d'alimentation, de l'accueil de nouveaux moyens de production (dont les énergies renouvelables intermittentes), de l'intégration des marchés électriques européens et de l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages.

En 2016, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 378 millions d'euros, passant de 13 220 millions d'euros au 1er janvier 2016 à 13 598 millions d'euros au 1er janvier 2017 [1]. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au coût moyen pondéré du capital de 7,25 % avant impôts sur la période du TURPE 4 (la rémunération de la BAR sera au taux de 6,125 % avant impôts sur TURPE 5). Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui jusqu'à fin 2012 ont été rémunérées à 4,8 % par le tarif TURPE 3, puis à 4,6 % sur la période 2013-2016 en application de la décision tarifaire de la CRE d'avril 2013 ; elles seront rémunérées à 3,7 % à partir de 2017 en application de la décision TURPE 5 du 17 novembre 2016).

1.4.4.1.2.4 Exploitation du système électrique

Gestion du système électrique

RTE gère en temps réel les flux sur le réseau de transport, et 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 permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre et la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité, et de développer le marché européen de l'électricité, en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, et de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA[2] ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid, gestionnaire de réseau britannique, Terna et 50 Hertz, gestionnaires des réseaux de transport de l'Italie et des zones nord et est de l'Allemagne, REN, gestionnaire de réseau portugais et récemment REE, gestionnaire de réseau espagnol, ont rejoint Coreso.

1.4.4.2 Distribution – Enedis

Enedis a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis, filiale d'EDF à 100 % et en charge de l'activité de distribution, est opérationnelle depuis le 1er janvier 2008. Sa dénomination sociale, ERDF à l'origine, est devenue Enedis le 1er juin 2016. Enedis dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2016, Enedis a distribué l'électricité à plus de 35,9 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de 359 000 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,35 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2016, Enedis employait 38 742 personnes.

VOLUMES D'ÉLECTRICITÉ TRANSITANT SUR LE RÉSEAU D'ENEDIS

1. *Montants encore à valider par la CRE, calculés sur la base du réalisé.*
2. *Elia est le gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge à Haute Tension (de 30 000 à 380 000 volts).*

Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution et 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 les clients finals. En 2016, la quantité de pertes s'est élevée à 23,9 TWh, soit un taux de 6,3 % de l'électricité injectée sur le réseau. Le coût pour Enedis de la compensation des pertes a été en 2016 de 1 068 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, 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. Depuis 2014, Enedis peut bénéficier des livraisons ARENH pour ses achats d'électricité pour compenser les pertes, à hauteur d'environ 2,7 TWh en 2016.

Concernant les caractéristiques techniques, le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution ») est constitué au 31 décembre 2016 d'environ :

- 635 614 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 713 262 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 260 postes sources HTB/HTA ;
- 778 774 postes de transformation HTA/BT.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

Les activités de distribution sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive n° 2003/54/CE (dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009), lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Dans ce cadre, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, a conduit à filialiser leur gestionnaire de réseau de distribution. Les deux filiales Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF »).

En application de la loi du 9 août 2004, l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été filialisée en 2007.

Le Conseil de surveillance d'Enedis est composé de quinze membres, dont 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 membre 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. Le Directoire d'Enedis est composé de cinq membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

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 4 février 2015 un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.

Le 1er juin 2016, la dénomination sociale du gestionnaire du réseau de distribution a changé pour devenir Enedis, en remplacement de la dénomination ERDF. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP 21. Elle permettra 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).

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 (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), 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 ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- 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 ;
- mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;
- 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 ;
- exercer des prestations pour les ELD, les distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

L'activité d'Enedis repose sur plusieurs métiers : assurer, en tant que concessionnaire, la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2016, 3 462 millions d'euros ont été investis par Enedis, dont 1 408 millions en majorité liés aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs, ainsi qu'au renforcement du réseau. En complément, les autorités concédantes ont investi 703 millions d'euros en 2016. Au total, près de 4,2 milliards d'euros ont été investis en 2016 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2016	2015
Raccordements et renforcements	1 408	1 396
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	387	370
Modernisation du réseau (1)	1 316	1089
Outils de travail et moyens d'exploitation	351	315
Total investissements Enedis	**3 462**	**3 170**
Remises d'ouvrages par les tiers et collectivités (2)	703	789
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**4 165**	**3 959**

(1) Dont Linky, 318 millions d'euros en 2016 et 119 millions d'euros en 2015.
(2) Après déduction PCT[1] et article 8[2].

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont consacrées à la qualité de la desserte, à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes.

Ce niveau d'investissements permet à Enedis de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine.

En complément de ces investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élagage. Le montant réalisé en 2016 s'élève à 332 millions d'euros en 2016 (contre 342 millions d'euros en 2015).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2016, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 64 minutes, ce qui constitue un bon résultat au regard des valeurs atteintes. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur une Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) qui 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 2016, la FIRE a été mobilisée début juin pour réparer les réseaux affectés par les inondations en Île-de-France, Centre-Val de Loire, puis les 13 et 14 septembre, lors des orages qui ont touché la façade ouest.

Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 2.5.5.3 « Couverture tempêtes ».

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, le nombre d'installations de production photovoltaïque raccordées au réseau a encore progressé : à fin 2016, 5 761 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 5 217 MW à fin 2015), représentant environ 354 000 installations (contre 338 000 à fin 2015). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et 10 381 MW sont raccordés à fin 2016.

À fin 2016, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau Enedis est d'environ 16,1 GW, composé respectivement de 5,7 GW de centrales photovoltaïques et de 10,4 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,5 GW), les cogénérations (2 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2016, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 21,3 GW.

Enedis a poursuivi par ailleurs ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables, en mettant 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.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1er juillet 2007.

45 fournisseurs d'électricité opèrent sur le marché français. Ils ont signé un contrat avec Enedis définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

Dans la continuité des opérations conduites pour faciliter le passage vers des offres de marché des sites d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et suite à la suppression des tarifs réglementés de vente, Enedis a maintenu la structure nationale mise en place pour accompagner les passages en « offre de marché » avant le 1er juillet 2016 des quelque 93 000 sites qui n'avaient pas de choix et étaient en « offre transitoire ».

Concessions

Au 31 décembre 2016, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 524 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

En France, la distribution publique d'électricité est exploitée sous un régime de concession dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Enedis est ainsi désigné par la loi (article L. 121-4 du Code de l'énergie) pour assurer le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution). La société assure cette mission sur la majeure partie du territoire national, à l'exception des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, dans lesquelles cette même mission incombe à EDF, et de la zone de desserte exclusive des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « fourniture aux tarifs réglementés » et par Enedis (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « réseaux de distribution ». Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

1. *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.*
2. *Article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).*

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].

Voir également les sections 1.4.2.2.4 « Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés » et 1.5.6.2.7 « Réglementation applicable aux marchés publics ».

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il 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 juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun réaffirmant l'intérêt de la mise en commun d'activités logistiques et de partenariats opérationnels pour les achats ou la cartographie, mais prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages.

À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Les réseaux intelligents *(smart grids)* et les compteurs communicants (Linky)

Enedis, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, Enedis développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, dits « compteurs communicants », qui peuvent recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Ce système représente la première étape des *smart grids*.

Suite à une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, Enedis a lancé, le 1er décembre 2015, la première phase du déploiement généralisé des compteurs Linky. À fin décembre 2016, 2,5 millions de points de livraison étaient ainsi équipés d'un compteur Linky, dont 0,3 million posés dans le cadre de l'expérimentation. Par ailleurs, l'engagement de la seconde phase de déploiement a été approuvé par le Conseil de surveillance d'Enedis en juin 2016, l'objectif étant de remplacer 90 % des anciens compteurs d'ici fin 2021, soit environ 34 millions de compteurs.

Le montant d'investissement approuvé par le Conseil de surveillance d'Enedis en juin 2016 s'élève à 4 455 millions d'euros sur la période 2014-2021. À fin 2016, les investissements cumulés déjà réalisés sont de 509 millions d'euros hors frais de post-expérimentation.

Le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 3 000 compteurs par jour au début de 2016 à environ 15 000 compteurs par jour à la fin de 2016, permettant d'atteindre la cadence attendue, et ainsi de démarrer la tranche 2 du programme Linky avec confiance au début de l'année 2017.

Voir aussi la section 1.4.4.5.3 « Régulation Linky ».

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, Enedis teste à grande échelle plusieurs solutions afin d'offrir aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux portent notamment sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de la consommation, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à Enedis de performance et de sécurité.

Les projets déjà réalisés ont donné des résultats dans des domaines tels que l'innovation pour le réseau, les flexibilités, l'intégration des énergies renouvelables, le stockage, la gestion des données ou les modèles économiques.

Industrialiser les solutions techniques

Enedis prépare l'industrialisation de solutions de pointe dans les *smart grids* et est engagé dans une feuille de route pour la mise en œuvre d'un « socle réseau » à horizon 2018 : cela concerne l'ensemble des composantes du réseau avec des technologies numériques dans les postes sources (les PCCN, postes de contrôle-commande numérique, qui assurent la gestion centrale des automates de conduite du réseau, les FAR, fonctions d'automatisation du réseau, qui permettent de gérer l'insertion d'électricité de sources renouvelables), les postes de distribution (postes HTA/BT Smart), les capteurs sur le réseau et l'ensemble des outils SI (prévision, conduite, gestion prévisionnelle, Linky réseau, etc.).

Cette feuille de route vise à poursuivre la modernisation du réseau, faciliter l'accueil des énergies renouvelables et accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique.

Assurer la mutation digitale et la gestion des données

Enedis participe à la transformation numérique du système électrique en modernisant les réseaux pour accompagner la transition énergétique et en innovant pour exploiter des données en masse. En ce sens un programme numérique est engagé depuis 2014 par Enedis, basé sur quatre volets : la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive…), le dialogue avec l'extérieur, la gestion des données des compteurs et des capteurs, et la transformation sociale et culturelle de l'entreprise qui dote ses collaborateurs de nouveaux outils connectés aux systèmes d'information pour notamment délivrer de meilleurs services aux clients. Enedis s'est organisé pour traiter, exploiter, agréger les données collectées et les mettre à disposition des différents acteurs du système électrique (fournisseurs, gestionnaire de réseaux de transport, collectivités, nouveaux entrants) dans le respect des règles de confidentialité et de sécurité.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés, ou faiblement connectés, à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

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 compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

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.*

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois une partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES 2016 DES SEI

	Données à fin 2016	
	Total	**dont Corse**
Effectif [1]	3 379	753
Nombre de clients	1 138 776	252 899
Longueur réseaux *(en km)*	36 420	11 643
Puissance nette installée du parc *(en MW)*	2 064	559
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*440*	*189*
dont parc thermique [1]	*1 623*	*369*
Production [1] *(en GWh)*	5 775	1 282
dont production hydraulique	*1 298*	*419*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	4 042	914
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*1 306*	*251*
dont autres énergies	*2 736*	*663*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 817**	**2 196**

(1) Données incluant EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et outre-mer. L'augmentation de puissance installée thermique de 4 MW en 2016 par rapport à 2015 est liée au renouvellement de la centrale de Saint-Martin, dont la puissance est désormais portée à 40,6 MW (3 nouveaux moteurs et déclassement moteurs G6 à G11).

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif par la péréquation tarifaire, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et à renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec la programmation pluriannuelle des investissements de 2009, de remplacer ses principales centrales en fin de vie. Les nouvelles centrales seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

Les chantiers de construction de quatre centrales diesel ont été menés à bien entre 2012 et 2015, pour une capacité nette totale de près de 746 MW : Port-Est à La Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Haute-Corse. Ces nouveaux moyens de production, équipés de technologies innovantes, permettent au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales, et contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

L'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) et le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon (21 MW) sont opérationnels respectivement depuis 2014 et 2015.

La centrale de Saint-Martin a été livrée fin juin 2016 pour une puissance installée de 40 MW.

Au total, EDF a investi 69 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des SEI en 2016.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduisent le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines de ces nouvelles liaisons Haute Tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a ainsi investi 164 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2016.

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

La loi de transition énergétique fixe aux DOM un objectif d'autonomie énergétique pour 2030.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux SEI. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micro-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées.

1.4.4.4 ÉS

ÉS est l'énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité, 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) dans l'est de la France.

ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris.

1.4.4.4.1 Distribution

ÉS Réseaux (ESR) exerce au sein de la société Électricité de Strasbourg SA les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. ESR exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 14 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte plus de 520 000 points de livraison en Basse et Haute Tension de niveaux A et B, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

Afin de se conformer aux évolutions récentes du Code de l'énergie, ÉS a engagé un processus de filialisation de son activité de distribution.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS.

ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies près de 500 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 110 000 en gaz, aussi bien particuliers que professionnels (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que le dépannage électricité, gaz ou plomberie, et des services digitaux. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement sur la rénovation et la construction dans l'habitat.

Suite à la fin des tarifs réglementés de vente de plus de 36 kVA en électricité et de plus de 30 MWh en gaz, ÉS vend 50 % de ses volumes d'électricité et 75 % de ses volumes de gaz en offre de marché. Des offres compétitives et son fort ancrage local ont permis à ÉS de conserver une importante part de marché.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques est née de l'association entre Écotral, filiale de services énergétiques d'ÉS, et Dalkia Bas-Rhin, au 1er janvier 2016.

L'entité réalise et exploite des installations de services énergétiques à destination des collectivités, de l'habitat, de la santé, du tertiaire et de l'industrie. ÉS Services Énergétiques a remporté en 2016, en partenariat avec un autre opérateur, la délégation de service public du réseau de chaleur des quartiers de Hautepierre et des Poteries de l'Eurométropole de Strasbourg, alimentant l'équivalent d'environ 16 000 logements.

1.4.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Il détient une participation à hauteur de 40 % dans le projet ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermique pour l'industrie), qui a construit en partenariat avec la société Roquette et la Caisse des Dépôts la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen, avec le soutien de l'ADEME, de la Région Alsace et de SAF-Environnement. Cette centrale produit 24 MW thermiques d'eau surchauffée renouvelable à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur depuis septembre 2016.

Outre les projets en cours d'étude, ÉS a également transformé avec son partenaire EnBW le site de recherche en géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en installation industrielle de production d'électricité. Cette centrale de géothermie produit 1,7 MW électrique depuis juillet 2016.

Biomasse

Dans le domaine de la biomasse, ÉS a mis en service fin 2016, au travers de sa participation majoritaire dans la société ÉS Biomasse, une centrale de cogénération biomasse. Cette centrale produit 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable, qui alimentent deux des trois principaux réseaux de chaleur de la ville de Strasbourg.

1.4.4.5 Cadre régulatoire

1.4.4.5.1 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. Le tarif actuel d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 4 HTB), défini par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, est en vigueur depuis le 1er août 2013.

L'évolution tarifaire de RTE a été de 1,4 % au 1er août 2016 en application de l'indexation prévue dans TURPE 4 HTB, à l'exception de la composante annuelle des injections. Ce mouvement tarifaire du 1er août 2016 intègre l'effet du dispositif d'abattement tarifaire accordé aux utilisateurs électro-intensifs sur l'année 2015 (principe d'une réduction de la facture de transport d'électricité pour les utilisateurs dont le profil est stable ou anticyclique) et les surcoûts associés à la mise en œuvre du nouveau dispositif d'interruptibilité à compter de 2016 (rémunération des utilisateurs acceptant une réduction de puissance après un préavis très court).

Un nouveau tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 5 HTB) entrera en vigueur au 1er août 2017 pour une période de quatre ans environ. La CRE a publié sa délibération le 17 novembre 2016 après avis favorable (avec réserves) du Conseil supérieur de l'énergie. Cette délibération prévoit une augmentation de 6,76 % au 1er août 2017, suivie d'une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1er janvier 2016 à 13 220 millions d'euros, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % pour la période tarifaire 2013-2016. Par ailleurs, la restitution aux utilisateurs du réseau de trop-perçus antérieurs à 2013, via les mécanismes de régulation, vient en modération tarifaire.

Sur ces bases, en 2016, les recettes tarifaires d'accès au réseau ont été d'environ 3 984 millions d'euros pour le réseau de transport d'électricité, les recettes liées aux prestations de 70 millions d'euros et les recettes aux interconnexions de 393 millions d'euros.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 1.5.4.2 « Législation française : Code de l'énergie ».

1.4.4.5.2 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.

Au 1er août 2016, le TURPE distribution a augmenté de + 1,1 %, en application des règles d'indexation prévues dans TURPE 4 HTA/BT.

Le prochain tarif d'utilisation du réseau public de distribution (TURPE 5 HTA/BT) entrera en vigueur au 1er août 2017 pour une période de quatre ans environ. Il augmentera en moyenne de 2,71 % au 1er août 2017 conformément à la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 après un avis défavorable du Conseil supérieur de l'énergie. Il sera ensuite soumis à une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année entre 2018 et 2020 (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

La ministre chargée de l'énergie, qui dispose d'un délai de deux mois, a demandé, par décision du 12 janvier 2017 publiée au *Journal officiel* le 17 janvier 2017, une nouvelle délibération estimant que le projet de la CRE ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays.

Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération. Les délibérations de la CRE (sur le transport et sur la distribution) ont été publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017 pour une entrée en vigueur le 1er août prochain.

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution adoptées le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017 et publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

1.4.4.5.3 Régulation Linky

Le projet Linky bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a par ailleurs 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 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dégrader la rémunération nette en deçà d'un plancher fixé à 5,25 %.

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.

1.4.5 ACTIVITÉS DU GROUPE À L'INTERNATIONAL

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy en ce qui concerne la fourniture d'énergie et la production d'électricité. Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord via EDF Production UK, une filiale d'Edison (voir sections 1.4.6.2.2.3 « Exploration et Production (E&P) » et 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

EDF Energy est principalement présent dans la production d'électricité au Royaume-Uni, la fourniture d'électricité aux particuliers et aux clients professionnels, la fourniture de gaz aux clients particuliers et la construction de réacteurs nucléaires de nouvelle génération. En 2016, la production totale d'électricité au Royaume-Uni était d'environ 332 TWh et la fourniture d'électricité proche de 299 TWh (la différence correspondant principalement aux déperditions entre transport et distribution). Le volume total de gaz fourni aux clients particuliers au Royaume-Uni s'est élevé à 283 TWh en 2016. EDF Energy est l'une des plus grandes entreprises énergétiques et le plus gros producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni. EDF Energy produit environ un cinquième de l'électricité du pays par l'intermédiaire de ses centrales nucléaires, de ses parcs éoliens, de ses centrales à charbon et à gaz et de ses centrales de cogénération.

L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,6 millions de comptes clients professionnels et résidentiels et s'est imposée comme le premier fournisseur d'électricité de Grande Bretagne en termes de volume.

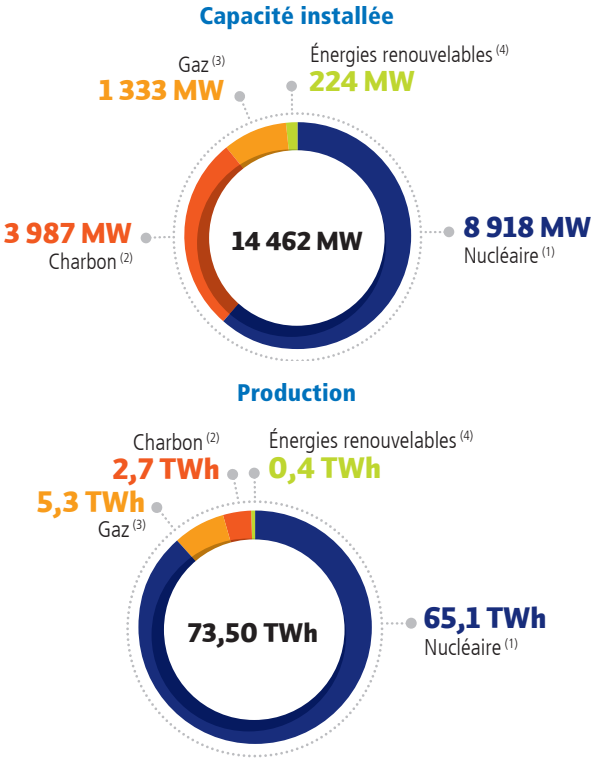
EDF Energy est le moteur de la renaissance du Royaume-Uni dans le secteur du nucléaire. En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF Energy a pris une décision finale d'investissement concernant la centrale Hinkley Point C dans le Somerset, et développe d'autres projets de nouveau nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk, et à Bradwell, dans l'Essex.

La société compte environ 13 000 salariés répartis sur ses différents sites à travers le pays. Les salariés sont fortement impliqués : 80 % des salariés ont participé à l'enquête annuelle du personnel et le score d'implication ressort à 75 %. 78 % des sondés recommanderaient EDF Energy comme un lieu de travail privilégié et 79 % sont fiers de faire savoir qu'ils y travaillent. 91 % des salariés se dépassent afin de garantir le succès d'EDF Energy.

Le 23 juin 2016, le Royaume-Uni s'est prononcé par référendum en faveur de la sortie de l'Union européenne (voir section 2.1.2 « Risques liés aux activités du Groupe »).

En 2016, EDF Energy a gardé sa place de premier producteur d'électricité (en térawattheures produits) et d'électricité bas carbone [1], et sa place de premier fournisseur d'électricité de Grande Bretagne (en térawattheures vendus [2]).

CAPACITÉ INSTALLÉE ET PRODUCTION 2016 AU ROYAUME-UNI



(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 ». Puissance nette incluant la biomasse.

(3) La capacité gaz inclut 1 MW de Barkantine CHP.

(4) En cas de détention de plus de 50 % des actifs par EDF Energy, les capacités présentées correspondent à 100 % de la capacité installée et de la production générale. Production d'énergie renouvelable hors biomasse.

1. *Source : Elexon Reporting.*
2. *Conformément aux données disponibles, hors Irlande du Nord.*

	31/12/2016	31/12/2015
Électricité fournie [1] *(en GWh)*	46 242	48 683
Gaz fourni *(en GWh)*	28 307	27 693
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)*	5 221	5 301
Nombre d'employés [2]	13 331	13 920
Taux global d'accidents déclarés [3]	0,68	0,68

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N - 1.
(2) Inclut les salariées en congé maternité.
(3) 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 Energy Renewables.

1.4.5.1.1 Stratégie

La vision d'EDF Energy à l'horizon 2030 repose sur ses clients et sur leurs besoins. Sa stratégie, qui vise à assurer un Développement durable de ses activités à long terme, promeut la transition vers une économie plus décarbonée via une production d'électricité bas carbone, sûre, fiable et abordable. En parallèle, EDF Energy s'efforce de satisfaire les besoins de ses clients de manière efficace, simple et responsable, afin que ces derniers puissent maîtriser leur consommation d'énergie. Toutes ses actions sont guidées par la volonté d'optimiser les coûts à tous les niveaux de l'entreprise.

Dans sa relation client, EDF Energy a pour ambition d'être le partenaire énergétique de choix pour les clients résidentiels et professionnels et s'emploie par conséquent à proposer des solutions de meilleure qualité, plus rapides et moins onéreuses et à faciliter l'accès énergétique grâce aux technologies numériques et à l'innovation. EDF Energy aide ses clients à optimiser leur consommation et leur production d'énergie et à tirer le meilleur parti de leurs maisons de plus en plus connectées (et au même titre que des bâtiments publics, collectivités et villes connectés), tout en leur garantissant un service d'excellence et un confort optimal. Avec la co-entreprise de services énergétiques créée avec Dalkia, EDF Energy entend aider les entreprises à identifier et à élaborer des solutions permettant de favoriser l'efficacité énergétique tout en réduisant les émissions de carbone et en réalisant des économies. Pour répondre aux transformations majeures que connaît le secteur énergétique, EDF Energy a lancé Blue Lab, qui bénéficie des avantages d'une *start-up* lui permettant d'accélérer les innovations proposées aux clients.

En matière de production, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur en maintenant l'excellence opérationnelle de ses actifs existants et en développant un portefeuille d'investissements nouveaux. À ce titre, EDF entend se positionner comme le moteur de la relance du programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF a pris en juillet 2016 une décision finale d'investissement concernant la construction de deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point, dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR *(European Pressurized water Reactor)*. EDF Energy travaille également avec CGN pour poursuivre la préparation du projet de construction similaire d'un EPR de 3,2 GW à Sizewell, dans le Suffolk (une deuxième phase de consultation publique s'est tenue de novembre 2016 à février 2017) et élaborer des propositions pour la création d'une nouvelle centrale reprenant la technologie britannique HPR 1000 de CGN, à Bradwell dans l'Essex. Avec EDF Energy Renewables (co-entreprise créée avec EDF Énergies Nouvelles), EDF Energy poursuit aussi le développement des énergies renouvelables de nouvelle génération (essentiellement l'éolien terrestre) et étudie les possibilités de mettre en place des actifs flexibles, tels que la conception d'un projet de batteries représentant 49 MW à West Burton B, qui pourra répondre aux besoins de National Grid en termes de régulation de fréquence. EDF Energy cherche à sécuriser la valeur créée par ses actifs nucléaires, houillers et gaziers existants, en assurant une production sûre et fiable. L'un des programmes stratégiques clés consiste à étendre la durée de vie des centrales nucléaires existantes, ce qui permettra au Royaume-Uni, lorsque le processus sera sûr et viable sur le plan commercial, de continuer de bénéficier d'une production nucléaire jusqu'à ce que de nouvelles capacités de production faiblement carbonées soient disponibles.

Cela participe également à la création d'opportunités d'emplois dans le secteur du nucléaire ainsi qu'à la préservation des compétences du secteur nucléaire britannique. EDF Energy a confirmé l'implémentation de ses plans d'extension de la durée d'exploitation de l'ensemble de ses réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG), prolongée de huit ans en moyenne depuis 2009. Les autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production de l'entreprise portent sur l'optimisation des capacités de production des centrales à charbon sur leur durée de vie restante, en s'appuyant sur le mécanisme britannique qui vise à garantir un certain niveau de capacité, et sur l'optimisation du fonctionnement de la centrale West Burton B, dotée de turbines à Cycle Combiné Gaz (CCG).

L'activité d'EDF Energy regroupe trois activités opérationnelles : Production, Clients et Nouveau Nucléaire.

1.4.5.1.2 Activités

1.4.5.1.2.1 Production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni. La Division Production Nucléaire emploie plus de 5 700 personnes.

Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans *Lake Acquisitions Limited,* société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

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 au 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 (voir section 3.1.5.1 « Sûreté nucléaire »).

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 2016, la dose individuelle moyenne reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,065 mSv, la dose limite légale étant de 20 mSv par an. La dose individuelle la plus forte reçue en 2016 est de 5,2 mSv.

Durée d'exploitation des centrales nucléaires

La durée de vie effective de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à maintenir 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 programmé, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'autorité de sûreté nucléaire du Royaume-Uni (*Office for Nuclear Regulation* – ONR). La période d'exploitation courant entre les

arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

Par ailleurs, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de sûreté plus minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* – PSR), qui doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. En 2016, l'ONR a évalué les PSR d'Hinkley Point B et Hunterston B dans l'optique d'une poursuite d'exploitation pour 10 ans supplémentaires moyennant le maintien du respect des exigences de sûreté et la prise en compte des conditions économiques et commerciales liées à la fin de vie des installations.

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 d'EDF Energy en matière de sûreté, accumulés au fil des ans, ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Avant de devenir la propriété d'EDF Energy, la durée d'exploitation de ces centrales avait été allongée de dix ans en moyenne, et EDF Energy s'est efforcée, lorsque cela se révélait possible et économiquement viable, d'obtenir de nouvelles extensions de durées d'exploitation. L'allongement des durées d'exploitation nécessite de nouveaux investissements dans la centrale et doit pouvoir être justifié techniquement, financièrement et en termes de sûreté. Par ailleurs, dans la mesure où cela peut entraîner une augmentation des passifs nucléaires, l'accord de l'autorité britannique de démantèlement nucléaire (*Nuclear Decommissioning Authority* – NDA) est nécessaire.

Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été allongées de huit ans en moyenne. Les prolongations les plus récentes ont été annoncées en février 2016. La durée d'exploitation de Hartlepool et Heysham 1 a été prolongée de cinq ans, celle de Heysham 2 et Torness, de sept ans.

Bien que les travaux permettant l'extension de la durée d'exploitation de Sizewell B n'aient pas encore été entrepris, EDF Energy estime que la durée d'exploitation de la centrale pourrait être allongée d'environ 20 ans.

Les durées d'exploitation des centrales électriques du parc nucléaire existant (telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par la NDA) ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juillet 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Février 1995	40 ans	–	2035	2025

CAPACITÉ ET PRODUCTION PAR CENTRALE DE PRODUCTION

		Production [2] *(en TWh)*	
Centrales électriques	Capacité [1] *(en MWE)*	2016	2015
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 050	7,7	6,7
Hartlepool	1 180	6,6	6,2
Heysham 1	1 155	7,6	4,6
Heysham 2	1 230	9,6	9,4
Hinkley Point B	955	7,2	7,1
Hunterston B	965	7,9	7,5
Torness	1 185	9,9	8,7
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,6	10,5
TOTAL	**8 918**	**65,1**	**60,6**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**83 %**	**78 %**

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1er janvier 2016. Plus particulièrement, les centrales d'Hinkley Poin B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 80 % du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.

(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 pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Pour l'année 2016, la production du parc nucléaire a généré 65,1 TWh, soit 4,5 TWh de plus qu'en 2015 (60,6 TWh). Il s'agit du niveau de production le plus élevé depuis 2003. L'excellente performance opérationnelle du parc nucléaire s'explique par le facteur de charge, qui, suite à la révision des capacités, tient compte du déclassement en 2006 de Hinkley Point B et Hunterston B, afin de protéger leurs générateurs : le facteur de charge est ainsi de 83 %, ce qui représente une amélioration de 10 points depuis 2009.

La hausse de production nucléaire de 4,5 TWh par rapport à 2015 est principalement liée au retour à la normale de la production, après les restrictions de température des générateurs de vapeur, qui avaient limité les capacités des centrales de Heysham 1 et Hartlepool en 2014 et 2015 et engendré des arrêts en 2015 afin de permettre la mise en place de dispositifs de refroidissement supplémentaires sur les générateurs de vapeur. En 2016, des modifications complémentaires ont eu lieu sur le réacteur 1 de la centrale Heysham 1 (*cf.* ci-dessous).

En outre, des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 2 de Hartlepool, le réacteur 8 de Heysham 2, le réacteur 3 de Hinkley Point B et Sizewell B.

Suivi technique des centrales

Début 2016, le réacteur 1 de la centrale Heysham 1 fonctionnait avec trois des quatre quadrants de générateurs de vapeur (soit six des huit générateurs de vapeur), à la suite de la découverte d'un défaut sur le support central d'un générateur de vapeur en 2014. Des modifications ont été effectuées au cours de l'année pour isoler le générateur de vapeur défectueux et permettre au réacteur d'utiliser sept des huit générateurs de vapeur.

Gestion des déchets radioactifs

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 avec le centre de stockage de légère subsurface de Drigg en 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, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- les déchets de « très haute activité » (*Higher Activity Waste* – HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés dans des exutoires de subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Elle favorisera également 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.

En vertu de dispositions contractuelles historiques, le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par la NDA) en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Les déchets HAW, à forte capacité thermique provenant du retraitement du combustible usé des réacteurs de type RAG, sont transformés en blocs de verre pour un entreposage sûr et de longue durée.

S'agissant de Sizewell B, le combustible usé est entreposé sur site et EDF Energy a construit une installation d'entreposage à sec sur le site afin de garantir l'entreposage en toute sécurité du combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible REP usé de Sizewell B sera ensuite placé dans l'un des futurs sites de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités d'EDF Energy et des liens historiques avec le gouvernement britannique, la NDA a approuvé la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales d'EDF Energy. Toutefois, 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, sur la base des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de Développement durable et d'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration

Des accords ont été initialement conclus en 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 de l'ancien groupe British Energy sous l'égide du gouvernement britannique, afin de stabiliser sa situation financière. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, c'est EDF Energy Nuclear Generation Group (EENGG) qui en est désormais titulaire.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF), un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, et dans la limite de ses actifs : (i) des engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les engagements liés à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale de Sizewell B) ; et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG ;
- le Secrétaire d'État a accepté de financer : (i) des engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale de Sizewell B) ; et les coûts de démantèlement éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG, dans la mesure où ils excèdent les actifs du Fonds 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 éligibles pour le combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005 ;
- EDF Energy assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne serait pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EENGG.

Certaines sociétés d'EENGG, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la NDA portant sur la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG à compter du 15 janvier 2005 (appelé « nouveau combustible ») et n'assument aucune responsabilité ou passif par rapport à ce combustible à l'issue de son transfert à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et le groupe EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration, en relation avec l'acquisition d'EENGG par Lake Acquisitions Limited. Des avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords de restructuration uniquement à EENGG, ses filiales et entités affiliées. En conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus au groupe EDF ou à ses autres filiales. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EENGG.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EENGG obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EENGG est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EENGG obtient et maintient une notation du type *investment grade* (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont

mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité et une composante d'EENGG.

1.4.5.1.2.2 Production d'énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables (EDF ER), une co-entreprise regroupant EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs éoliens terrestres et maritimes. Par ailleurs, EDF Energy a signé des contrats d'achat d'énergie avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des producteurs indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'atteindre ses quotas réglementaires RO *(Renewables Obligations)* et de fournir à ses clients de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

EDF ER exploite actuellement 35 parcs éoliens, pour une capacité totale de production de 673,2 MW, dont deux parcs terrestres, Pearie Law (19,2 MW) et Corriemoillie (47,5 MW), mis en exploitation en 2016. Deux autres parcs éoliens terrestres sont en construction : Beck Burn (31 MW), qui devrait être opérationnel en 2017, et Dorenell (177 MW), le plus grand parc éolien terrestre d'EDF ER à ce jour, dont l'exploitation devrait commencer fin 2018.

Au cours de l'année écoulée, EDF ER a élargi sa gamme de technologies et a signé un contrat avec National Grid pour la fourniture d'une installation de stockage par batteries de 49 MW. Cette installation sera construite à côté des centrales à charbon et CCGT de West Burton. En outre, lors de l'enchère de capacité qui s'est tenue en décembre 2016, l'installation a remporté un contrat de marché de capacités de 15 ans pour livraison à partir d'octobre 2020.

EDF EN Services UK Limited, une co-entreprise entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles opérationnelle depuis octobre 2015, poursuit son expansion et propose désormais des activités d'exploitation et de maintenance sur 25 parcs éoliens détenus intégralement ou partiellement et 2 parcs éoliens détenus par des tiers.

1.4.5.1.2.3 Production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Capacité *(en MW)*	Production *(en TWh)* 2016	2015
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	Charbon	2 000	1,5	7,5
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	Charbon et turbines au gaz à circuit (1)	1 987	1,2	8,3
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	5,3	6,2

(1) Cycle Combiné Gaz ouvert.

En 2016, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 2,7 TWh d'électricité. Bien qu'inférieure à celle de l'année précédente, cette production demeure satisfaisante sur une période caractérisée par de faibles *dark spreads* et deux arrêts majeurs. L'impact des *dark spreads* plus faibles a été largement atténué grâce aux revenus provenant de la hausse de la demande de National Grid pour le mécanisme d'équilibrage et par des opérations de *trading* favorables, notamment les rachats d'électricité à un prix avantageux, ainsi que par l'exploitation en période de pointe. La centrale CCGT de West Burton B a produit 5,3 TWh, bénéficiant de l'amélioration des *spark spreads* et du maintien du mécanisme d'équilibrage.

En 2014, les centrales à charbon ont passé, pour sept de leurs huit tranches, un contrat de marché de capacité de 3 ans à compter de 2018, au prix d'équilibre de 19,40 £/kW par an (prix 2012). Cependant, l'effondrement des prix de gros de l'électricité a conduit depuis à revoir le niveau des investissements, et les tranches seront désormais exploitées sur la base de contrats annuels à compter de 2018-2019.

La centrale CCGT de West Burton B et les deux tranches CCGT de West Burton A étaient bien positionnées lors des enchères du marché de capacité de 2014 et ont remporté des contrats annuels pour 2018-2019 au prix d'adjudication de £19,40/kW par an (prix 2012) et lors des enchères de 2015 avec des contrats annuels pour 2019-2020, à un prix d'adjudication inférieur, de £18,00/kW par an (prix 2014-2015).

De plus, West Burton A (à l'exception de la tranche 3), la centrale CCGT de West Burton B et les deux tranches CCGT de West Burton A ont remporté des contrats annuels pour 2020-2021 au prix d'adjudication de £22,50/kW par an (prix 2015-2016) lors des enchères de 2016 en décembre dernier. Par ailleurs, pour répondre aux conditions économiques difficiles, le gouvernement britannique a mis en place de nouvelles enchères du marché de capacité pour un contrat annuel sur la période 2017-2018, auxquelles ont participé toutes les tranches des centrales à charbon et CCGT. Des enchères supplémentaires pour les capacités 2017-2018 ont été conclues le 3 février 2017, avançant le plein démarrage du marché de capacité à octobre 2017 ; toutes les capacités nucléaires, gaz et charbon d'EDF Energy ont conclu un accord de capacité au prix de 6,95 £/kW.

EDF Energy exploite deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hole House a été rachetée à EDF Trading en avril 2014. Cet actif est totalement opérationnel et affiche un volume total de gaz utile d'environ 18 millions de thermies. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. Les deux cavités restantes sont en phase de développement et devraient devenir opérationnelles d'ici la fin de l'année prochaine. L'intégration des activités de stockage du gaz en un seul actif a commencé en 2015 et s'est poursuivie en 2016.

1.4.5.1.2.4 Division Clients

La Division Clients est responsable de l'approvisionnement en gaz et en électricité des clients résidentiels et professionnels au Royaume-Uni, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros de la production d'EDF Energy ainsi que des actifs clients.

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clientèle : les clients particuliers et les clients professionnels. Les clients professionnels comptent de grands groupes industriels aussi bien que de petites entreprises privées. EDF Energy adopte différentes stratégies de gestion des risques pour ses clients particuliers et professionnels.

Clients particuliers

Au cours de l'année écoulée, EDF Energy a fourni 13,2 TWh d'électricité et 28,2 TWh de gaz à sa clientèle nationale. Au 31 décembre 2016, EDF Energy détenait sur ce segment 3,2 millions de comptes client électricité et 2,0 millions de comptes client gaz.

Concurrence

La concurrence des petits fournisseurs est restée forte en 2016, bien que certains aient souffert de la pression tarifaire du marché de gros, notamment ceux disposant de stratégies de couverture à court terme. En novembre, GB Energy Supply, un petit fournisseur, a annoncé qu'il avait cessé ses activités, ce qui a conduit l'Ofgem à désigner la société Co-operative Energy en tant que fournisseur de dernier ressort. Cela a mis en évidence l'importance que conserve une politique de couverture solide au sein d'un marché de gros volatil. En novembre et décembre, certains des principaux fournisseurs, notamment British Gas, E.ON et SSE, ont annoncé le gel des prix standards variables pour l'hiver, EDF Energy a quant à elle indiqué le gel de ses tarifs variables d'électricité jusqu'au 1er mars 2017, suivi d'une augmentation de

8,4 % ; les prix variables du gaz ont, eux, baissé de 5,2 % le 6 janvier 2017. Suite à ces mesures prises par les principaux fournisseurs et à l'augmentation des tarifs variables des petits fournisseurs, l'écart entre les grands et les petits fournisseurs s'est réduit en fin d'année. Les petits fournisseurs ont continué à accroître leurs parts de marché, atteignant environ 15,8 % fin octobre 2016 (dernières données disponibles), contre 15,4 % fin juillet 2016.

Évolutions réglementaires

Le 24 juin 2016, l'autorité britannique chargée de la concurrence des marchés (CMA) a conclu son enquête de deux ans sur « l'approvisionnement et l'acquisition d'énergie en Grande-Bretagne » en publiant son rapport final. La CMA a proposé plus de trente solutions destinées à améliorer le fonctionnement du marché dans différents domaines, dont des mesures concernant directement les consommateurs, des moyens d'améliorer le marché de gros de l'électricité et des propositions qui concerneront directement le cadre réglementaire. EDF Energy approuve l'orientation générale des solutions proposées, à la fois exigeantes et justes, et estime qu'elles contribueront à améliorer le marché pour les clients particuliers et professionnels.

Programme d'efficacité énergétique

Le programme d'efficacité énergétique britannique, *Energy Company Obligation* (ECO) a été prolongé jusqu'au 31 mars 2017 (voir section 3.2.4.1 « Droits de l'homme »).

Le programme d'efficacité énergétique actuel se termine en mars 2017. EDF Energy a réalisé les quatre obligations de la phase de mars 2015, qui correspondent à l'objectif ECO1. En décembre 2016, l'objectif ECO2 de mars 2017 avait été atteint. Le régulateur britannique des marchés du gaz et de l'électricité (Ofgem) procédera à une ultime vérification en septembre 2017 afin de confirmer que l'objectif est atteint. Toutefois, le plan actuel étant encore à l'étude, les objectifs ainsi que les dates mentionnées ci-dessus pourraient évoluer. En conséquence, EDF Energy élabore une stratégie visant à atteindre un objectif plus ambitieux.

Compteurs intelligents

Après le référendum sur l'Union européenne, le ministère britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle (BEIS) a réitéré sa volonté de mettre en place des compteurs intelligents chez les clients particuliers et professionnels d'ici à 2020. En 2016, EDF Energy en a installé plus de 130 000 chez ses clients, la majorité ayant été posés par des agents internes. L'entreprise fait également appel à des prestataires extérieurs afin de pouvoir répondre à l'augmentation de la cadence d'installation qui s'avère nécessaire. Bien que la création de l'infrastructure informatique et de communication nationale (DCC) ait été une nouvelle fois différée, EDF Energy a réalisé d'importants progrès dans la transformation de ses propres systèmes, notamment en ce qui concerne les interfaces avec le DCC et les opérations préparatoires à la mise en œuvre de nouvelles fonctionnalités au quatrième trimestre 2016.

Services aux clients particuliers

Dans le classement national effectué par l'association de consommateurs *Citizen's Advice* et portant sur les plaintes et réclamations des clients, EDF Energy est restée au troisième trimestre 2016 à la 2e place, parmi les grands fournisseurs, avec un score de 30,5 points, son meilleur résultat à ce jour. Le temps de réponse moyen au téléphone du service clients est de 2 mn 09 s pour les clients particuliers. Au quatrième trimestre, le niveau de service était élevé pour les autres modes de contact : près de 87 % des courriers électroniques avaient obtenu une réponse en 6 heures et 95 % des conversations par messagerie instantanée avaient commencé en 1 minute, 63 % des clients ayant fait appel au libre-service client. Les clients demeurent satisfaits du service qu'ils reçoivent : les résultats en matière de recommandation ont augmenté au quatrième trimestre, pour s'établir à + 56 sur une moyenne glissante de 6 mois.

Clients professionnels

En 2016, le segment professionnel a fourni un total de 33,0 TWh d'électricité, dont 2,0 TWh à destination de 183 383 comptes de petites et moyennes entreprises (PME) et 31,1 TWh à destination de 103 926 grands comptes industriels et commerciaux (I&C). L'électricité pour les clients professionnels représente un marché au Royaume-Uni d'environ 183 TWh, faisant ainsi d'EDF Energy, le plus grand fournisseur des clients professionnels [1]. Trois acteurs majeurs détiennent à eux seuls près de la moitié du marché de l'électricité à destination des professionnels.

En 2016, le taux de reconduction des grandes entreprises a été plus élevé que prévu. Les principaux clients reconduits au cours de l'exercice 2016 (pour des livraisons en 2017 et 2018) sont Nissan Motor Manufacturing (265 GWh), Coca-Cola (95 GWh), Urenco (320 GWh) et Fujitsu (92 GWh). Les principales reconductions qui devraient être conclues début 2017 incluent EE Ltd. (185 GWh), Goldman Sachs (99 GWh) et GE Europe (147 GWh).

Au cours du premier semestre 2016, le chiffre d'affaires généré par les PME a baissé de manière progressive en raison de la concurrence sur les prix et les produits. Cependant, la hausse d'environ 70 % du chiffre d'affaires au troisième trimestre par rapport au deuxième trimestre est l'indication forte d'une reprise.

Dans l'ensemble, les PME ont connu une solide performance en matière d'acquisitions, ce qui s'est traduit par une constante croissance des comptes depuis 2015. Cela positionne avantageusement le segment des petites entreprises pour 2017.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la 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.

Le segment Optimisation des marchés de gros a pour vocation de gérer de façon centralisée les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la NDA et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le segment Optimisation des marchés de gros est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, conformément aux accords conclus avec cette entreprise, actionnaire minoritaire du parc nucléaire existant. Les 80 % restants sont vendus au segment Optimisation des marchés de gros selon les mêmes conditions de prix que celles prévues par l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publics, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2016, ces achats ont représenté environ 5,9 TWh.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2016 a été d'environ 16,6 TWh (y compris les ventes structurées). En 2016, EDF Energy a vendu environ 51,7 TWh et acheté 35,1 TWh.

1. *Source : Cornwall Energy.*

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 ont été conclus et acquis par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques et la fourniture en gaz de ses clients.

Ces achats se fondent sur les prévisions de production des actifs charbons et gaz ainsi que sur les objectifs de stocks de charbon. En 2016, EDF Energy s'est procuré 29 % de son charbon auprès de fournisseurs internationaux par l'intermédiaire d'EDF Trading.

1.4.5.1.2.5 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord comprend également un vaste partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant HPC ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF SA le 28 juillet 2016. Le projet HPC est détenu par EDF à 66,5 % et par CGN à 33,5 %.

Cette opération signe la relance du nouveau nucléaire en Grande-Bretagne.

Il s'agit d'une étape importante qui clôt la phase de développement du projet Hinkley Point C après dix années de planification et de préparation : depuis la réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, jusqu'à l'obtention de la licence du site nucléaire et du démarrage des travaux sur site.

La sécurité est la principale priorité lors de la conception de l'EPR. Les chantiers de Flamanville en France et de Taishan en Chine utilisent la même technologie EPR que celle qui sera déployée sur le site de Hinkley Point C (voir la section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). L'utilisation de cette technologie, adaptée à la réglementation britannique et aux spécificités du site d'Hinkley Point C, vise à une efficience opérationnelle fondée sur la standardisation de la construction et de l'exploitation des centrales.

Hinkley Point C (HPC)

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords de garantie de financement du projet HPC ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, comme indiqué au gouvernement britannique, EDF n'a actuellement pas l'intention d'utiliser la garantie et le projet sera financé sur fonds propres, tout au moins dans une première étape.

Taux de rendement et sensibilité

Le coût total du projet est de 18 milliards de livres sterling [1] en nominal. L'investissement sera, au moins dans un premier temps, financé sur le bilan de chacun des partenaires, la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling, celle de CGN, à 6 milliards. Ces montants incluent une provision pour risques et aléas. Si le montant final du projet s'avérait inférieur, les gains dégagés seraient partagés avec les consommateurs au titre du mécanisme de partage des gains du contrat pour différence. Les investisseurs portent les risques de la construction de la centrale, notamment en cas de dépassement des délais et du budget prévus (voir section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe »).

L'engagement total des actionnaires comprend une marge supplémentaire de 15 %, s'élevant à 2,7 milliards de livres sterling, en sus des 18 milliards prévus.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %.

La sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (*Contract for Difference* – CfD)

La société de projet HPC et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CfD vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

À 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 paiera la différence. Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 £$_{2012}$/MWh ou 89,50 £$_{2012}$/MWh en cas de décision d'investissement positive sur le projet de centrale de SZC pour tenir compte du fait que les coûts engagés pour la première fois pour les réacteurs EPR seront partagés entre les projets HPC et SZC ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de vie du contrat est de 35 ans ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables ;
- si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix d'exercice.

Principaux risques du projet

Ces risques sont détaillés en section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

Comme pour tout projet de cette ampleur et comme indiqué au Conseil d'administration du 28 juillet 2016, le projet comporte des risques en termes de calendrier et de dépassement du budget, même si le contrat pour différence représente un élément protecteur.

Plusieurs éléments structurants sont à prendre en compte dans l'appréciation des risques techniques du projet :

- L'approbation du *design* générique a été obtenue en 2012 et tient compte des conditions demandées par l'*Office for Nuclear Regulation* (l'autorité de réglementation britannique) ;
- L'expérience acquise à Flamanville et Taishan est utilisée pour le projet HPC.

1. *Les coûts nominaux ou actuels désignent la valeur des coûts à la date où ils sont engagés. Ils incluent l'impact de l'inflation de chaque année. Hors intérêts intercalaires.*

Achat des terrains

L'acquisition de terrains est conforme au calendrier et aux sites identifiés lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (PINS).

En 2012, la disponibilité du terrain nécessaire à la construction terrestre de HPC a été garantie par la conclusion de trois baux de 999 ans. La disponibilité de la majeure partie du terrain nécessaire aux développements connexes indispensables pendant la phase de construction est désormais garantie. Un certain nombre de ces garanties ont été définies par le biais de contrats d'option. EDF n'est par conséquent pas encore propriétaire de ces terrains, mais a le droit de les acquérir ou de les louer s'ils s'avèrent nécessaires à la réalisation du projet. EDF procède actuellement à l'acquisition de plusieurs parcelles et peut recourir à l'expropriation lorsqu'aucun accord ne peut être conclu avec les propriétaires actuels.

Avancement du projet

Le projet est organisé autour de centres de commandes pilotant la conception, la livraison et le site et coordonnant les interventions des équipes et des sous-traitants pendant toute la durée du projet. Ces équipes surveilleront les phases de livraison et piloteront la construction, l'intégration et la gestion.

Le projet est passé à la phase de construction et les centres de commandes se concentrent sur le planning et la livraison. L'équipe du projet continue à élaborer et à préparer le site de construction. Ces travaux incluent la construction de ronds-points et de routes temporaires permettant aux engins d'accéder au site durant la phase principale de construction, des travaux préparatoires et de dépollution pour le terrassement, des travaux de gestion de l'eau, ainsi que la construction de bâtiments administratifs.

Les travaux préparatoires sur site se poursuivent (centrale à béton opérationnelle, plateforme au large de la côte installée) afin de satisfaire aux conditions requises pour la première dalle en béton de sûreté nucléaire, qui marque le début de la construction d'un point de vue réglementaire. 1 100 personnes interviennent à fin décembre 2016 sur le site.

Les contrats définitifs avec les fournisseurs principaux intervenant sur le projet HPC ont été approuvés et signés :

- AREVA NP (fournisseur de la chaudière nucléaire, de l'instrumentation et du contrôle commande) ;
- Alstom France (turbines) et Alstom UK (services pendant l'exploitation) ;
- Bouygues TP/Laing O'Rourke (principaux travaux de génie civil) ;
- BAM Nuttal/Kier Infrastructure (travaux de terrassement).

Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats, dont ceux portant sur les activités de conception détaillée ou de fourniture d'équipements critiques. Des soumissionnaires ont été sélectionnés pour plus de 90 séries de travaux, soit environ 90 % du montant du projet HPC.

L'analyse des risques se poursuivra pendant toute la durée du projet, une pratique courante pour les projets de cette ampleur.

À fin 2016, le coût total du projet s'élève à 3,1 milliards de livres sterling, porté à hauteur de 66,5 % par EDF et de 33,5 % par CGN (voir aussi note 3.2 « Hinkley Point C : signature des contrats définitifs » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Calendrier

La pose de la première dalle en béton de sûreté nucléaire du bâtiment du réacteur de la première tranche est prévue pour 2019.

La mise en service du premier réacteur de HPC est prévue pour fin 2025.

Postérieurement à la décision finale d'investissement et la remobilisation des équipes sur le projet et conformément aux règles de gouvernance de la société de projet, une revue complète des coûts et du calendrier est en cours.

En effet, la filiale portant le projet est minoritairement détenue par CGN. Les accords entre les actionnaires prévoient la fixation du budget (et le plan des trois années suivantes) tous les ans. La revue complète des coûts et du calendrier qui a été engagée permettra de procéder à cette actualisation de manière à remplir l'obligation décrite ci-dessus. Dans ce cadre, le Conseil d'administration de la société projet approuvera le budget au plus tard le 31 octobre 2017, et de même chaque année. Dans l'attente de cette approbation, c'est par défaut le budget annexé au protocole d'actionnaires qui tient lieu de référence pour 2017.

À ce stade, aucun impact significatif ni sur le coût total du projet, ni sur la date d'achèvement n'a été identifié.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Des contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets ont également été signés. Dans le cadre de la loi énergétique britannique de 2008, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires sont tenus de mettre en place un programme de financement pour le démantèlement approuvé par le Secrétaire d'État et ce, avant que la partie des travaux de construction liée à la sûreté nucléaire ne démarre. L'objectif global de ce programme est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de démantèlement de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir face au risque de recours à un financement public.

Sizewell C

Le 29 septembre 2016, en sus des accords signés pour la construction de la centrale HPC, EDF et CGN ont signé un accord visant à développer Sizewell C dans le Suffolk, jusqu'à une décision finale d'investissement en vue de construire et exploiter deux réacteurs EPR.

EDF participera à la phase de développement à hauteur de 80 % et CGN à 20 %.

Conformément au processus de planification, la seconde phase de consultation formelle avec les acteurs locaux a débuté en novembre 2016.

Bradwell B

Enfin, EDF et CGN ont également signé, en date du 29 septembre 2016, un accord afin de soumettre conjointement à l'autorité de sûreté britannique la certification du *design (Generic Design Assessment)* d'une version britannique du réacteur HPR1000 de troisième génération nommé « Hualong ». Le HPR1000 sera basé sur l'unité 3 de la centrale CGN de Fangchenggang en Chine, la centrale de référence pour deux sociétés élaborant le *design* britannique du Hualong.

Selon les termes de l'accord, une co-entreprise sera en charge du processus d'obtention de la certification.

Cet accord vise à développer Bradwell B dans l'Essex jusqu'à une décision finale d'investissement, en vue de construire et d'exploiter la technologie de réacteur britannique Hualong approuvée par le régulateur britannique selon le processus de certification de sûreté.

Pendant la phase de développement, CGN aura une participation de 66,5 % et EDF de 33,5 %.

Le groupe EDF et son partenaire sont engagés à financer le développement de Sizewell et de Bradwell à hauteur de 1,1 milliard de livres sterling, la construction devra en revanche faire l'objet d'une décision finale d'investissement ultérieure.

1.4.5.1.2.6 Cadre juridique au Royaume-Uni

Réforme du marché de l'électricité

Les trois éléments les plus importants de la réforme du marché de l'électricité sont d'une part le prix plancher du carbone, introduit en application de la loi des finances de 2011, et d'autre part le marché de capacité et les contrats pour différence institués par la loi énergétique de 2013.

Le prix plancher du carbone, qui fixe le prix que les producteurs d'électricité utilisant des combustibles fossiles doivent payer pour leurs émissions de carbone, est un facteur important qui conditionne la rentabilité de la production bas carbone, comme celle des centrales nucléaires et

renouvelables d'EDF Energy. Le « tarif de soutien au prix du carbone », qui détermine le prix plancher du carbone, a été plafonné dans le budget 2014, le 19 mars 2014, à 18 £ la tonne de CO_2 pour quatre ans, d'avril 2016 à avril 2020. Le 16 mars 2016, lors de la définition du budget 2016, le plafond de 18 £ la tonne a été prolongé et relevé en fonction de l'inflation jusqu'en avril 2021.

Le marché de capacité a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité. Des enchères ont lieu chaque année pour sécuriser la capacité de production quatre ans en amont de la fourniture, suivie d'une autre enchère un an avant la fourniture.

Les années de livraison vont du 1er octobre au 30 septembre. Trois enchères ont eu lieu quatre ans en amont, la dernière en date s'est tenue en décembre 2016 et a débouché sur une capacité de 52,4 MW à un prix de 22,50 £/kW par an pour l'année 2020-2021. Toutes les unités de production nucléaires et gaz d'EDF Energy ont signé des contrats de capacité lors des enchères quatre ans en amont pour les trois années 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021. Une enchère supplémentaire pour la fourniture de capacités d'octobre 2017 à septembre 2018 a été finalisée le 3 février 2017, avançant le plein démarrage du marché de capacité à octobre 2017. Toutes les capacités nucléaires, gaz et charbon d'EDF Energy ont conclu un accord de capacité au prix de 6,95 £/kW.

Les quatre tranches charbon de Cottam et trois des quatre tranches charbon de West Burton A ont conclu des contrats de capacité lors de l'enchère de décembre 2014 pour la période de trois ans courant entre octobre 2018 et septembre 2021, contrats qui ont été ensuite ramenés à un an, d'octobre 2018 à septembre 2019.

Les contrats pour différence sont destinés à soutenir les investissements dans les projets de production d'électricité faiblement carbonée, comprenant notamment le projet nucléaire d'Hinkley Point C. EDF Energy a, par la suite, acquis le parc éolien terrestre de Dorenell, de 177 MW, qui a obtenu un contrat pour différence à un prix d'exercice de 82,50 $£_{2012}$/MWh lors du premier tour d'attribution (enchère) des contrats pour différence en février 2015. Le Gouvernement a déclaré qu'il organiserait jusqu'à trois nouvelles enchères de contrats pour différence d'ici à 2020 et a publié les détails de la première enchère qui se tiendra à la mi-2017 pour soutenir le développement de l'éolien terrestre, sous réserve de la mise en place de réductions des coûts.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

Le marché de l'énergie italien représente un intérêt stratégique fort pour EDF en raison de son importance sur les marchés électriques et gaziers européens, de sa connexion aux marchés français et de sa position clé dans le bassin de la Méditerranée.

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à sa position actuelle et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'énergie électrique, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché, tout en poursuivant la recherche de l'efficacité et la rentabilité, en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

Les principaux facteurs de développement sont les suivants :

- Edison a l'objectif d'accroître sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. En s'appuyant sur le positionnement fort de sa marque, Edison vise à augmenter son portefeuille de clients particuliers gaz et électricité. La proposition d'une offre de qualité grâce notamment au développement des services énergétiques et à une offre bas carbone vise à renforcer la proximité au marché final, en particulier sur les segments des clients industriels, du tertiaire et de l'administration publique ;
- pour optimiser son portefeuille de génération électrique en Italie et réduire les émissions de CO_2, Edison vise d'une part à augmenter sa production d'énergies renouvelables par la promotion d'investissements spécifiques dans l'hydroélectricité et le développement de l'éolien, et d'autre part à focaliser le portefeuille de génération thermique sur les actifs les plus efficaces ;
- dans le domaine du gaz, au-delà de l'optimisation du portefeuille actuel, Edison peut contribuer au développement de l'Italie comme *hub* gazier pour renforcer sa compétitivité et celle du groupe EDF, ainsi que la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement ;
- dans le domaine E&P (Exploration & Production), Edison a l'intention d'optimiser son développement principalement en Italie et dans le bassin de la Méditerranée en l'intégrant à la chaîne de valeur gaz et électricité.

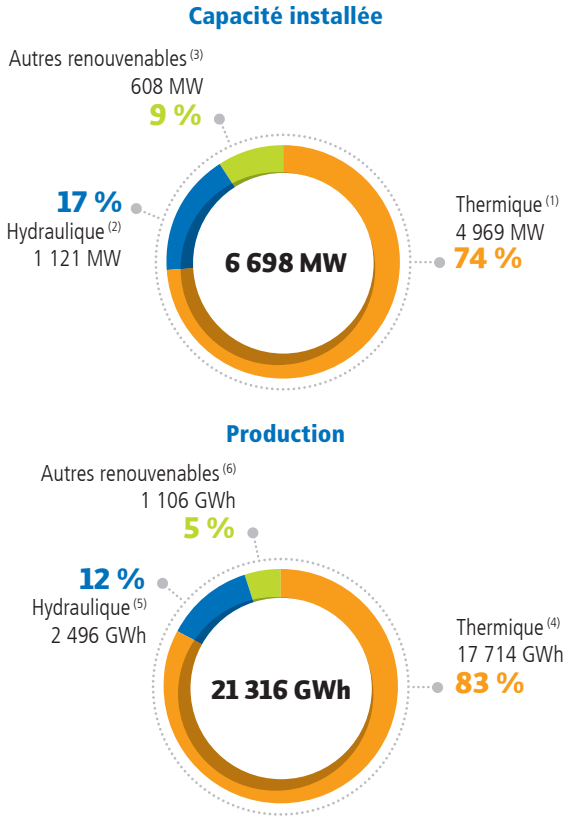
1.4.5.2.2 Activités du groupe EDF en Italie

Fin 2016, le Groupe est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,446 % dans le capital d'Edison, acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

En 2016, EDF Fenice, filiale détenue à 97,4 % par EDF et spécialisée dans les services environnementaux, a été rattachée à Edison le 1er avril 2016. Cette opération est cohérente avec l'objectif stratégique d'Edison de devenir un acteur clé sur le marché italien des services énergétiques, avec une offre plus complète et diversifiée.

Le groupe EDF est également présent en Italie via la filiale italienne d'EDF Énergies Nouvelles.

CAPACITÉ ET PRODUCTION ÉLECTRIQUE 2016 EN ITALIE



(1) Dont Génération 4 735 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 234 MW.
(2) Dont Génération 1 120 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 1 MW.
(3) Dont Génération 604 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 MW.
(4) Dont Génération 16 765 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 948 GWh.
(5) Dont Génération 2 490 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 6 GWh.
(6) Dont Génération 1 103 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 GWh.

En 2016, la consommation électrique sur le marché italien a été de 310,3 TWh, en baisse de 6,6 TWh (- 2,1 %) en raison notamment de températures moins élevées qu'en 2015. La réduction de 9,4 TWh des importations nettes a été compensée par l'augmentation de 3,2 TWh (+ 1,2 %) de la génération nette d'énergie, qui s'élève en 2016 à 275,6 TWh. La hausse de la production thermoélectrique (+ 2,5 %), en particulier au gaz, et éolienne (+ 19 %) a plus que compensé la réduction de la production hydraulique (- 9 %).

À partir des données de production 2015[1], Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa production électrique nette s'élève en 2016 à 20,4 TWh, représentant environ 7,4 % de la production nette italienne d'électricité.

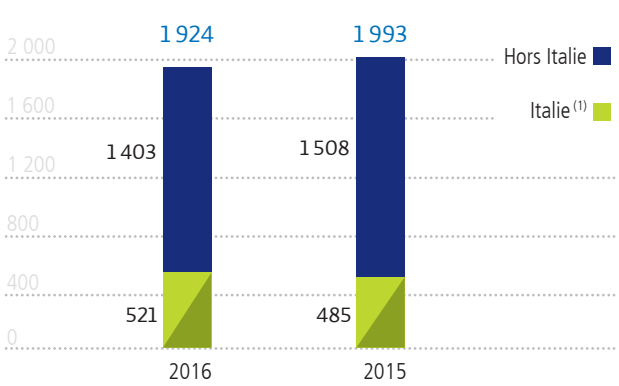
La demande nationale de gaz a été de 70,4 milliards de mètres cubes, en augmentation de + 5,2 % par rapport à 2015 en raison d'une utilisation plus importante du gaz pour la production électrique (+ 12,4 %), liée à la baisse des importations nettes d'électricité et à une plus faible production hydroélectrique et thermique charbon. L'utilisation industrielle a aussi enregistré une augmentation de 5 %.

Les importations de gaz en Italie ont représenté 92 % de la demande du pays, et Edison a réalisé 22,5 % de ces importations, soit 14,6 milliards de mètres cubes.

PRODUCTION DE GAZ ET HYDROCARBURES

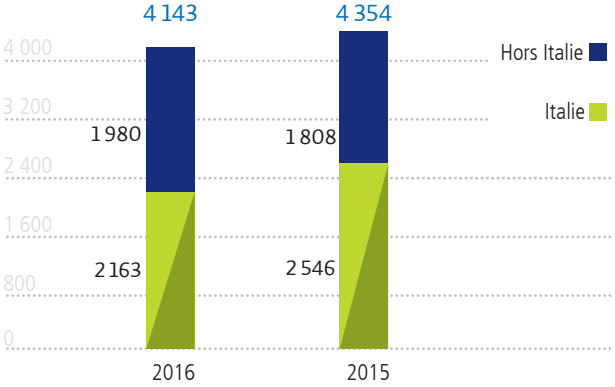
Production de gaz

en millions de mètres cube)



Production de pétrole et condensats

(en milliers de barils)



(1) Les données comprennent la production en Croatie (champ d'Izabela), importée en Italie à partir de 2014.

Les activités de production de gaz du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger ont diminué de 3,5 % par rapport à 2015, atteignant un niveau de 1,9 milliard de mètres cubes.

La production de pétrole et de condensats a baissé de 5 % en 2015 pour atteindre 4,1 millions de barils, dont 2,2 millions de barils en Italie.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison s'élevait au 31 décembre 2016 à 6,5 GW pour une production nette d'électricité de 20,4 TWh sur l'année 2016, en croissance de 10 % par rapport à 2015 principalement en raison de l'augmentation de la production thermique et éolienne, du fait de la hausse des ventes d'énergie du groupe (+ 2 %).

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 72 centrales hydroélectriques, 16 centrales thermiques, 35 parcs éoliens, 5 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 82 % des CCG, pour 12 % de l'hydraulique, et pour 5 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 120 MW d'installations hydrauliques avec une production de 2,5 TWh (- 26 % par rapport à 2015).

Suite à l'accord de fin 2015, Edison a vendu ses participations dans Hydros (40 %) et dans Sel Edison (42 %), les deux joint ventures d'énergie hydroélectrique avec la société Alperia dans la province de Bolzano, en échange de 100 % des installations hydroélectriques d'Alperia situées sur la rivière Cellina. Grâce à cette transaction, Edison augmente sa capacité installée d'environ 90 MW et réduit le risque lié au renouvellement des concessions de son portefeuille hydroélectrique.

En mai 2016, Edison a renforcé son parc de production électrique grâce à l'achat de 9 centrales mini hydro en Piémont et Frioul - Vénétie Julienne pour une capacité installée totale d'environ 15 MW.

Dans le domaine des énergies renouvelables, Edison maintient aussi une taille critique grâce à E2i Energie Speciali srl (E2i), société créée en 2014 en partenariat avec le fonds F2i, qui détient 70 % du capital, les 30 % restants étant détenus par Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili (EPER – 83,3 % Edison et 16,7 % EDF Énergies Nouvelles).

E2i détient 594 MW d'actifs renouvelables (apportés respectivement à 82 % par Edison et 18 % par EDF EN Italia) et cède 100 % de l'énergie produite à Edison, qui la met au profit d'une gestion intégrée de son portefeuille de production.

Une société pilotée par EDF EN dédiée aux services a également été mise en place pour l'exploitation et la maintenance de cette plateforme.

Avec l'objectif de développer ses activités dans le secteur éolien, à fin 2016, E2i a gagné une enchère publique pour huit projets de construction, reconstruction ou extension de parcs éoliens, avec la garantie d'un tarif subventionné, pour un total de 153 MW installés et correspondant à 20 % du total de la capacité rendue disponible par le GSE (*Gestore dei Servizi Elettrici).*

À fin 2016, Eolo Energia srl, société détenue à 51 % par Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili (EPER) et 49 % par E2i, a lancé une offre publique d'achat volontaire sur 100 % des actions d'Alerion Clean Power, société italienne spécialisée dans la production d'énergie éolienne, avec une capacité installée de 259 MW en Italie (plus 6 MW en Bulgarie). L'offre Eolo était

1. *Données publiées par l'AEEG. Les données 2016 seront disponibles mi-2017.*

concurrente de celle lancée par Fri-el Green Power (opérateur italien non coté) sur 29,9 % des actions Alerion.

La transaction s'est conclue avec l'acquisition par Eolo de 38,9 % du capital d'Alerion (correspondant à 39,6 % des droits de vote) et Fri-el Green Power (avec 29,4 % du capital, 29,9 % des droits de vote) qui a nommé la majorité du Conseil d'administration de la société. L'opération fait partie des options d'acquisition qu'Edison est en train d'évaluer pour contribuer à la consolidation du marché éolien en Italie.

En outre, en dehors d'Edison et du partenariat avec F2i, EDF EN est présent en Italie (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Afin de rationaliser son parc de production et d'augmenter l'efficience et la flexibilité de son portefeuille, Edison a vendu le 1er août 2016 la centrale à gaz de Milazzo et ses deux centrales à gaz de Piombino.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce, où il est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays au travers d'ElpEdison SA, une participation à 38 % avec Hellenic Petroleum, Hellenic Energy and Development (Groupe Hellactor) et Halcor. ElpEdison détient deux CCG : celui de Thessalonique (389 MW) et celui de Thisvi (410 MW), construit par Edison.

Enfin, au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, exploite un CCG de 235 MW.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur des hydrocarbures

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie à travers Edison de compétences développées sur l'ensemble de la chaîne de valeur, allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie principalement sur des contrats de long terme et se compose pour 2016 d'environ 14,6 milliards de mètres cubes d'importation via gazoduc et GNL, 0,5 milliard de mètres cubes de production propre en Italie et 6,7 milliards de mètres cubes d'achats sur le marché.

En 2016, les ventes de gaz en Italie aux clients finals se sont élevées à 21,9 milliards de mètres cubes (contre 17,6 milliards de mètres cubes en 2015). Edison a livré 4,0 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,6 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 7,3 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison) et 8,0 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Ces dernières années, Edison a révisé avec ses fournisseurs les contrats d'importation long terme de gaz. Ce processus s'est notamment soldé par la révision du prix du contrat long terme du gaz libyen, décidée fin 2015 par la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale en faveur d'Edison, et par deux autres accords commerciaux de révision de prix conclus en 2016 sur les contrats d'approvisionnement du gaz qatari et libyen, qui ont permis d'aligner les prix d'achat aux conditions du marché.

En exploration-production, Edison dispose à fin 2016 de 60 concessions et permis d'exploration en Italie et de 50 à l'étranger, et d'environ 40,4 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable 10 ans.

Edison poursuit enfin son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment au Royaume-Uni et en Norvège, et détient actuellement des licences en mer du Nord, en mer de Norvège et en mer de Barents. À fin 2016, Edison a réduit de moitié sa participation dans la concession Zidane en mer de Norvège, après la vente de 10 % à Dea Norge AS et Petoro AS. Cette transaction s'inscrit dans la stratégie de création d'un portefeuille d'activités recentré sur le bassin méditerranéen.

Les infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (46,4 %) et Qatar Terminal Limited (46,4 %). Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an.

Edison participe à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures »), comme celui de IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison, impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (ITGI-Poseidon), la Grèce et la Bulgarie (IGB, en partenariat à 50 % avec la Bulgarie), ainsi que Chypre à la Grèce (EastMed).

En 2016, Edison, Depa et Gazprom ont posé les fondations pour le développement d'un projet de gazoduc entre la Grèce et l'Italie à travers la mer Ionienne, pour l'importation de gaz russe provenant de la mer Noire. Le projet pourra bénéficier des activités déjà développées sur le projet ITGI-Poseidon.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2016, Edison a vendu 91,2 TWh d'électricité en Italie (contre 89,4 TWh en 2015, soit une augmentation de 2 %), dont 20,4 TWh produits et 70,8 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finaux se sont établies à 11,6 TWh, en baisse de 32 % par rapport à 2015, dû à une réduction des ventes sur le marché *business* et à la réduction des clients résidentiels. À fin 2016, Edison dessert 533 865 clients électricité et 502 554 clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison continue à développer ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et sur le segment des PME, visant l'excellence de la relation client avec un focus sur des clients sélectionnés et de grande fiabilité. En parallèle, Edison a l'intention de maintenir sa position de leader sur le segment des clients du marché d'affaires, en développant une approche de conseil en énergie. Le perfectionnement du processus de vente poursuivi en 2016 a permis l'amélioration du service aux clients. La satisfaction croissante des clients, combinée avec le développement d'une offre bas carbone et de services à valeur ajoutée ciblés par segment vont permettre de renforcer le lien avec le marché final et créent les conditions pour l'élargissement de la base des clients.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

En cohérence avec les priorités stratégiques du Groupe, l'organisation d'Edison a été enrichie en 2016 grâce à la création de la Division Marché des Services Énergétiques, ayant comme objectif de contribuer à l'expansion d'Edison sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion des services énergétiques et environnementaux.

Les activités de Fenice ainsi que celles d'Edison Energy Solutions ont été intégrées dans cette nouvelle Division. Les solutions proposées sont dédiées au développement des projets d'efficacité énergétique destinés aux grands clients industriels, petites et moyennes entreprises et tertiaire. Avec le projet « administration publique », la Division vise à construire une proposition pour un secteur qui est dans une phase de croissance en termes de demande de services énergétiques. Les activités environnementales complètent l'offre de service.

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients : la Division, au travers de ses sociétés, conçoit, réalise et gère pour le compte de ses clients des actifs tels que centrales de production combinée d'énergie, installations photovoltaïques, postes électriques, centrales thermiques pour usage industriel, centrales de production de froid, unités de production d'air comprimé, réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, gestion de titres environnementaux, et formation interne et externe pour clients et partenaires. Les contrats avec le groupe Fiat constituent encore aujourd'hui plus de la moitié de l'activité d'EDF Fenice.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients ; le modèle financier s'adapte aussi aux exigences du client et peut aller de l'accompagnement du client vers un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison (Esco) dans les projets.

Les activités d'efficacité énergétique sont offertes à l'international par Fenice, en Espagne, Pologne et Maroc. La filiale russe de Fenice a été cédée à Dalkia en septembre 2016.

EDF Fenice Iberica, détenue à 97,4 %, a consolidé en 2016 son modèle d'affaires « *Global Energy Partner* » dans les services d'efficacité énergétique à l'industrie. Avec la signature de plusieurs contrats type Esco et la réalisation de nombreux audits énergétiques, EDF Fenice Iberica se positionne aujourd'hui comme référent de l'efficacité énergétique à l'industrie dans le marché espagnol. Par ailleurs, en 2016 elle a constitué une filiale au Maroc (EDF Fenice Maroc) suite à la signature d'un contrat avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire pour la réalisation et opération d'une usine de traitement des eaux usées.

Fenice Poland, détenue à 97,4 %, intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée des utilités industrielles (cogénération, chaleur, froid, air comprimé, réseau électrique, gaz industriels). Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (eau potable, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland dispose aussi des concessions administratives nécessaires à l'alimentation des clients raccordés à ses réseaux de distribution (électrique, gaz, chaleur).

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Transport et stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz.

Edison opère par ailleurs deux sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984) et Collalto (depuis 1994).

En outre, Edison opère depuis 2013 un troisième site, San Potito & Cotignola.

Le volume opéré par l'ensemble des sites est d'un milliard de mètres cubes.

De plus, la Société continue à développer un projet de stockage sur le site de Palazzo Moroni.

Enfin, Infrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG), détenue à 100 % par Edison, est propriétaire et gère directement le gazoduc Cavarzere-Minerbio, lien fonctionnel entre le terminal de Rovigo et le réseau national, d'une capacité de transport supérieure à 9 milliards de mètres cubes par an.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz, qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité ainsi que les règles d'accès aux réseaux.

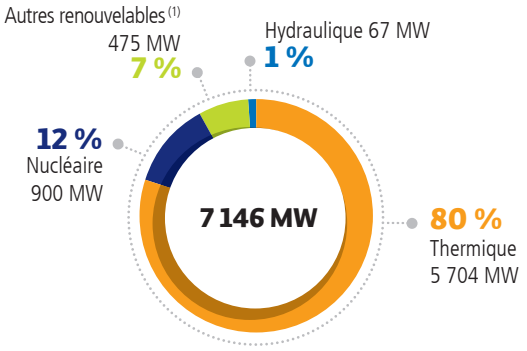
Infrastrutture Distribuzione Gas SpA (précédemment nommée Edison Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2016, Infrastrutture Distribuzione Gas a distribué 157,7 millions de mètres cubes de gaz naturel à 150 959 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

1.4.5.2.4 EDF Énergies Nouvelles

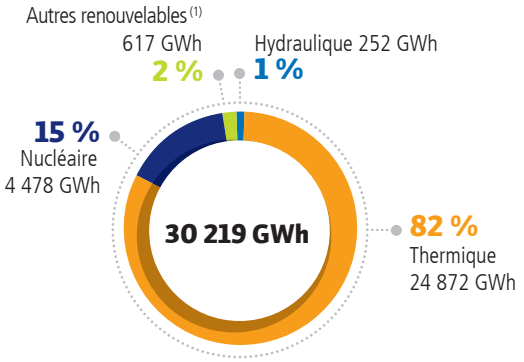
Les capacités détenues par EDF EN Italia au 31 décembre 2016 totalisent ainsi 384,40 MW bruts d'éolien (264,9 MW nets) et 76,9 MW bruts de photovoltaïque (soit 74,3 MW nets) (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3 Autres International

Capacité installée



Production



(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autre International », prises en compte dans le segment « Autres activités ».

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également 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 deux filiales EDF Belgium et EDF 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, au travers de sa filiale belge 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 SA (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires) qui, à son tour, revend l'électricité à EDF Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1er octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur d'environ 300 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2020.

EDF Luminus

À fin 2016, le groupe EDF détient 68,63 % de la société EDF Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie derrière Electrabel détenant un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine les 20 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 1 972 MW installés à fin 2016. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint en 2016, 4 446 GWh. La société emploie 1 602 personnes, incluant les filiales nouvellement acquises.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, EDF Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques afin d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction de ses coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

EDF 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. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Les réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, qui représentent environ 20 % des besoins en énergie en Belgique, et qui avaient été mis à l'arrêt de 2012 à 2014, sont à nouveau opérationnels depuis fin 2015.

Dans le cadre global de la convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge et Electrabel pour la prolongation des deux centrales Doel 1 et Doel 2, un accord a été trouvé concernant la taxe nucléaire en Belgique pour les années 2015 (200 millions) et 2016 (130 millions). L'impact financier pour les deux filiales belges du groupe EDF est de 34,5 millions d'euros en 2015 et de 18,4 millions en 2016. Une formule variable s'appliquera de 2017 à 2019, avec un minimum total annuel de 150 millions d'euros pour la taxe nucléaire en Belgique.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, EDF Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 215 MW. Suite à la récente baisse des prix de gros couplée à la diminution de la consommation générale du marché, certaines de ces centrales ont très peu tourné ces dernières années, contraignant EDF Luminus à notifier la fermeture de quatre d'entre elles pour une capacité totale de 609 MW (les cycles combinés de Seraing – 485 MW – et Ham – 52 MW – ainsi que les cycles ouverts d'Angleur – 50 MW et Izegem – 22 MW). La fermeture effective n'intervenant qu'au 31 octobre 2017, EDF Luminus restera vigilant quant aux résultats des discussions en cours sur les mécanismes permettant de rémunérer la capacité des centrales thermiques.

EDF Luminus est par ailleurs présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 31 parcs éoliens *onshore* totalisant 114 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la société est leader dans l'éolien *onshore* en Belgique et dispose désormais d'une puissance installée de 301 MW. En 2016, EDF Luminus a érigé 17 éoliennes pour une capacité totale de 46,9 MW.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à plus de 1,7 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique, avec un gain net de 85 000 clients dans le B2C en 2016, ce qui représente une part de marché commerciale d'environ 20 % (18 % en gaz et 20 % en électricité). Cette excellente réalisation commerciale est couronnée par la note maximale de « 5 » attribuée par le régulateur flamand VREG depuis douze trimestres consécutifs.

EDF Luminus a conservé une part de marché stable d'environ 20 %, dans un marché difficile marqué par un niveau de rotation des clients très élevé.

Services énergétiques

EDF Luminus dispose d'une offre élargie de services, grâce aux acquisitions récentes de quatre acteurs complémentaires de fourniture de services énergétiques (Rami Services, Dauvister, ATS et Vanparijs) et au lancement de sa filiale EDF Luminus Solutions.

Les services proposés aux clients résidentiels sont, entre autres, l'installation et l'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo), des services « Confort » en cas de dommages imprévus à l'habitation dans le cadre des intempéries. À fin 2016, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 167 000 contrats. Avec près de 70 000 services vendus au cours de l'année 2016, les ventes ont plus que triplé par rapport à 2014. Et grâce à la coopération avec ATS, EDF Luminus peut offrir des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage aux clients industriels.

C'est dans cette optique que la société a également pris le contrôle en mai 2016 de Vanparijs Engineers, un bureau d'études proposant d'une part des solutions techniques destinées aux clients B2B désireux de produire eux-mêmes leur énergie (cogénération) et d'autre part, des services visant à établir une alimentation énergétique ininterrompue via des installations UPS *(Uninterrupted Power Supply)*.

En outre, afin de répondre aux besoins des clients B2B, EDF Luminus a créé en mai 2016 une filiale dédiée aux services d'efficacité énergétique : EDF Luminus Solutions, qui prend en charge les immeubles administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique. Cette démarche permet à EDF Luminus d'enrichir son activité de fourniture d'énergie avec la fourniture de solutions énergétiques. En décembre 2016, Dalkia est devenu co-actionnaire d'EDF Luminus Solutions à hauteur de 49 % et apportera son expertise et son savoir-faire pour soutenir le développement de cette nouvelle filiale.

Pays-Bas

EDF et Delta disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner en 2016 près de 5 000 heures, une durée exceptionnelle dans des conditions de marché peu favorables aux centrales à gaz.

Suisse

EDF est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique du Châtelot (50 %), d'Émosson (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Alpiq, acteur significatif sur le marché européen de l'énergie, est actif dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques et représente plus d'un tiers de l'approvisionnement de la Suisse en électricité. À fin 2015 [1], ses capacités installées étaient de 6 345 MW, réparties comme suit : nucléaire 795 MW, thermique 2 568 MW, hydraulique 2 695 MW et autres renouvelables 287 MW.

En 2015, son chiffre d'affaires s'élevait à 6 715 millions de francs suisses [1]. En termes de chiffre d'affaires, Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses.

L'activité d'Alpiq repose principalement sur des actifs de production, ce qui l'expose fortement aux évolutions de prix de marché. Pour faire face au nouvel environnement de marché en forte dégradation depuis 2011, le groupe Alpiq a lancé un plan de réduction significative des coûts ainsi que de profondes mesures structurelles. Parmi elles, figurent l'ouverture jusqu'à 49 % de son portefeuille de production hydroélectrique (le processus est engagé) ainsi qu'un ambitieux programme de cessions dont Swissgrid,

1. *Données 2016 non encore disponibles à la date de publication du présent document.*

AVAG et AEK notamment, qui a contribué, avec l'afflux provenant des activités opérationnelles, à réduire l'endettement net du Groupe à moins d'un milliard de Francs suisses.

Allemagne

En 2016, conjointement avec le fonds d'infrastructure néerlandais DIF, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Thyssengas, gestionnaire de réseau de transport de gaz de l'ouest de l'Allemagne.

EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. 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 »).

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Pologne

Troisième producteur d'électricité en Pologne derrière PGE et Enea, le Groupe fournit près de 10 % de l'électricité et 15 % du chauffage urbain, soit plus de 3 000 MW de capacités électriques et 4 000 MW de capacités thermiques.

EDF est présent principalement au travers de sa filiale EDF Polska SA, qui comprend :

- la branche de cogénération de Cracovie, d'une capacité installée de 460 MWe et de 957 MWth ;
- la branche de cogénération de Wybrzeże regroupant les deux unités de Gdansk et Gdynia, pour une capacité installée totale de 333 MWe et 1 134 MWth ;
- la branche de production de Rybnik, avec une capacité installée de 1 775 MWe ;
- la branche de Varsovie, regroupant le siège et la Direction Optimisation et Ventes, en charge de la commercialisation sur les marchés et aux clients B2B de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne ;
- la société EDF Toruń, filiale d'EDF Polska qui détient le réseau municipal de distribution de chauffage urbain de la ville de Toruń, ainsi qu'une installation de production de chaleur d'une capacité installée de 398 MWth et 2 MWe, alimentant ce réseau et fonctionnant au charbon. Le remplacement de l'installation existante par une installation de cogénération dotée de deux turbines à gaz et de chaudières à gaz d'une capacité totale de 101 MWe doit intervenir sur l'hiver 2017-2018 ;
- la société EDF Paliwa Sp. z o. o. également filiale d'EDF Polska en charge de l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Le Groupe contrôle également le cogénérateur ZEW Kogeneracja SA à Wroclaw dont l'entreprise est cotée à la bourse de Varsovie. Sa capacité installée est de 366 MWe et 1 094 MWth, et elle détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Góra SA, alimentée entièrement par une source de gaz locale et dont la puissance installée est de 183 MWe et de 302 MWth.

En outre, le Groupe est présent en Pologne via sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui détient deux fermes éoliennes de 48 MW à Linowo et de 58 MW à Rzepin (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En octobre 2015, DK Energy Polska, filiale de Dalkia SA en Pologne, a acquis 100 % des actions de la société Zaklady Energetyki Cieplnej Katowice SA (ZEC), société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice (Haute Silésie) et leader dans le domaine de la valorisation du gaz de mine. Cette acquisition est destinée à servir de base de développement sur le marché polonais de l'offre de Dalkia en matière de services énergétiques pour les industriels et les collectivités locales (réseaux de chaleur et efficacité énergétique) et de développer l'utilisation du gaz de mine en substitution du charbon.

Le 26 octobre 2016, au terme d'un processus concurrentiel ouvert, EDF a annoncé l'entrée en négociations exclusives avec IFM Investors, qui a remis au Groupe une offre ferme pour le rachat de ses activités de cogénération (chaleur et électricité) en Pologne. La centrale thermique au charbon de Rybnik (capacité de 1,8 GW) faisait l'objet d'un processus de cession séparé pour lequel le groupe EDF était en négociation exclusive avec EPH. La finalisation de ces deux transactions nécessitait la scission préalable d'EDF Polska en deux entités autonomes, regroupant d'un côté les actifs de cogénération, et de l'autre Rybnik. Le gouvernement polonais ayant communiqué au groupe EDF le 12 décembre 2016 la décision de ne pas autoriser cette scission, EDF étudie les motivations de ce refus et réserve tous ses droits.

Le 27 janvier 2017, un protocole d'accord a été signé entre EDF et un consortium d'*utilities* polonaises composé de PGE, Enea, Energa et PGNiG. Ce protocole a pour objectif d'encadrer les discussions autour de la cession d'EDF Polska.

Hongrie

Le gouvernement hongrois a annoncé son intention de reprendre progressivement le contrôle des *utilities* du secteur de l'énergie privatisées dans les années 1990 et de créer un secteur sous contrôle de l'État.

En 2015, l'entreprise nationale de service public Első Nemzeti Közműszolgáltató ZRt (ENKSZ) a été créée à cet effet et a pris contact avec EDF. Le 5 décembre 2016, EDF a signé avec ENKSZ, contrôlée à 100 % par l'État hongrois, un accord définitif pour la cession de la totalité du capital de sa filiale hongroise EDF Démász.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász ZRt, filiale hongroise d'EDF. Cette annonce fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers de la filiale locale de Fenice, nouvellement renommée DK Energy Russia (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2016, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %) et Iberdrola Generación (12,0 %). La rentabilité de la centrale n'étant plus assurée, elle a été déconnectée du réseau le 31 janvier 2016 et un processus de démantèlement, qui devrait se dérouler sur une période d'environ trois ans, a été initié.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »), de celle de Fenice (Fenice Instalaciones Iberica, voir section 1.4.5.2.2 « Activités du groupe EDF en Italie ») et de celle de Citelum (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

Enfin, EDF Invest détient depuis 2015 une part minoritaire de Madrileña Red de Gas, opérateur du principal réseau de distribution de gaz dans la région de Madrid (voir la section 5.1.3.11 « Participations et partenariats »).

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 5,2 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 36 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans la production nucléaire, liés à sa participation de 49,99 % dans trois centrales nucléaires exploitées par Exelon – premier opérateur nucléaire américain – avec une capacité installée totale de 3,9 GW (soit 1,95 GW en quote-part au prorata de la participation du groupe EDF) ;
- les énergies renouvelables, avec une capacité nette de 3,3 GW principalement localisée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. Par ailleurs, EDF Renewable Services (filiale à 100 % d'EDF Renewable Energy) gère en Amérique du Nord près de 10 GW via des contrats d'exploitation et maintenance pour compte propre ou compte de tiers ;
- le *trading*, sur l'ensemble de la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America, et la fourniture de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale à 100 % d'EDF Trading North America) ;
- les services énergétiques, gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique, dans le cadre de Dalkia et ses filiales Tiru et Groom Energy Solutions ;
- la R&D et l'innovation, dans le cadre d'EDF Innovation Lab ;
- l'éclairage public urbain, par le biais de Citelum, filiale à 100 % d'EDF.

1.4.5.3.4.1 Activité nucléaire aux États-Unis

Production Nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. EDF et Exelon ont signé un accord en 2014 pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG à Exelon, aux termes duquel Exelon gère les activités opérationnelles des trois sites nucléaires CENG (soit 5 réacteurs).

Dans le cadre de l'accord, CENG a versé à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels, et EDF a obtenu une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur juste valeur de marché entre le 1er janvier 2016 et le 30 juin 2022.

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

Activités du parc nucléaire de CENG

L'activité nucléaire de CENG s'exerce sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC).

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité pour une capacité totale de 4 240 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de RE Ginna est de 60 ans.

Réacteurs	Capacité *(en MW)*	% de détention	Capacité détenue en propre *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)* 2016	2015
Calvert Cliffs 1	894	100	894	7,18	7,8
Calvert Cliffs 2	863	100	863	7,57	6,9
Nine Mile Point 1	620	100	620	5,35	4,9
Nine Mile Point 2 [1]	1 287	82	1 056	8,29	9,0
RE Ginna	576	100	576	5,04	4,8
TOTAL	**4 240**		**4 009**	**33,44**	**33,4**

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 056 MW de la capacité totale de 1 287 MW de l'unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les actifs d'EDF représentaient 2 % de la capacité de production nucléaire américaine et 0,4 % de la production totale d'électricité en 2015.

Les principaux concurrents d'EDF sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1er août 2016, la *New York Public Service Commission* (NYPSC) a rendu une ordonnance établissant une nouvelle régulation, le *Clean Energy Standard* (CES), dont l'un des aspects vise à la sauvegarde des moyens nucléaires dans l'État de New York par la reconnaissance de leurs caractéristiques environnementales de production électrique zéro carbone. Le mécanisme envisagé inclut la création d'un programme de certificats zéro émission (ZEC : *Zero Emission Credit*) afin de préserver les installations de production nucléaire bas carbone qui respectent les critères déterminés par la NYPSC. L'Autorité de recherche et développement dans l'énergie de l'État de New York (NYSERDA : *New York State Energy Research and Development Authority*) centralisera l'attribution de ZEC aux centrales éligibles via un contrat de 12 ans, administré en six tranches de deux ans, à compter du 1er avril 2017 jusqu'au 31 mars 2029. Le paiement de ZEC destiné aux producteurs éligibles s'effectuera sur la base du nombre de mégawattheures produits, assujettis à des plafonds et des exigences de performance minimales. Le prix à payer pour le ZEC pour chaque tranche sera administrativement déterminé en utilisant une formule qui repose sur le coût social du carbone estimé par le gouvernement fédéral. La NYPSC a établi que les installations nucléaires Ginna et Nine Mile Point de CENG sont éligibles au programme ZEC.

À ce jour, plusieurs parties prenantes ont soumis au NYPSC des demandes de nouvelle audience ou de réexamen du CES. Le 19 octobre 2016, une coalition d'entreprises de production d'électricité de combustibles fossiles a déposé une plainte contre la NYPSC devant le tribunal du district fédéral, alléguant que le programme ZEC violerait certaines dispositions de la Constitution américaine, et plus spécifiquement qu'il se heurterait aux exigences réglementaires de la Commission fédérale de réglementation de l'énergie (FERC : *Federal Energy Regulatory Commission*) sur les tarifs de gros et qu'il constituerait une discrimination pénalisante à l'encontre des concurrents d'autres États. D'autres enjeux d'ordre juridique sont envisageables et les issues de ceux-ci demeurent actuellement incertaines.

1.4.5.3.4.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité (y compris les droits d'acheminement), du gaz, du charbon et des produits environnementaux. Branche commerciale et industrielle d'EDF Trading, EDF Energy Services fournit dans toute l'Amérique du Nord des services de gestion et d'optimisation à des clients commerciaux et industriels ayant une consommation énergétique intensive (voir la section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

1.4.5.3.4.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, à travers ses filiales EDF Renewable Energy, EDF Renewable Services, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 760,2 MW de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2016.

EDF Renewable Services gère des projets éoliens et solaires, pour compte propre et pour le compte de tiers (voir la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3.4.4 Dalkia en Amérique du Nord

Dalkia, filiale à 100 % du groupe EDF, est présent sur les marchés nord-américains des services énergétiques (gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique) avec 364 collaborateurs. Dalkia opère via ses filiales Tiru au Canada, DK Energy US et Groom Energy Solutions aux États-Unis, dont l'acquisition a été finalisée en septembre 2016 (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »). Les principaux concurrents sur ce marché sont Veolia et Constellation.

1.4.5.3.4.5 Recherche & Développement

EDF dispose d'une équipe de R&D et Innovation (EDF Innovation Lab) installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). En 2016, cette équipe a permis l'identification de la société Off Grid Electric (OGE), partenaire d'EDF dans la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Côte-d'Ivoire (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – énergie hors réseaux »).

1.4.5.3.4.6 Citelum en Amérique du Nord

Citelum, filiale à 100 % d'EDF depuis 2014 dans le domaine de l'éclairage public urbain, est également présent aux États-Unis (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien, et élargit ses ambitions à certains pays de la zone, dans lesquels il prospecte des opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense, suite au rachat de la participation de 10 % détenue par Petrobras dans le capital d'EDF Norte Fluminense. La société, qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à CCG de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 827 MW et située dans la région de Macaé, vend chaque année 725 MW à la société de distribution Light (conformément aux termes d'un contrat de fourniture d'électricité sur une durée de 20 ans), soit environ 6,3 TWh par an. Le solde de la production est vendu sur le marché libre de l'électricité. EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 120 GWh en 2016.

EDF Norte Fluminense dispose d'un complément de production solaire destiné à la consommation de l'usine, dont les 1 764 modules photovoltaïques ont généré 318 MWh en 2016, permettant une réduction annuelle des émissions de CO_2 d'environ 198 tonnes.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a procédé le 11 décembre 2014 à une prise de participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop, pour une puissance de 400 MW. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras. La construction du barrage a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue à la fin 2018. Le groupe EDF détient un rôle industriel aussi bien dans la construction que dans l'exploitation future du barrage. À la fin de l'année 2016, près de 81,3 % des travaux de génie civil ont été réalisés sur le chantier.

En ligne avec le plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Énergies Nouvelles accélère son développement en Amérique latine et notamment au Brésil, où elle est entrée dans le solaire photovoltaïque avec l'acquisition en octobre 2016 auprès de Canadian Solar Inc. du projet solaire Pirapora I (191 MWc) dans le nord de l'État de Minas Gerais. EDF Énergies Nouvelles est présent dans le pays depuis février 2015, grâce à l'acquisition de 80 % du portefeuille de Ventos da Bahia (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

EDF détient 0,9 % des capacités installées du pays. Ses principaux concurrents sont Engie, Neoenergia, CPFL, ENEL et EDP.

EDF est également présent au Brésil à travers Edison, dont la filiale à 50 % Ibiritermo exploite un CCG de 226 MW dans l'État de Minas Gerais, ainsi qu'à travers Citeluz, filiale de Citelum créée en 1999 et dédiée à l'éclairage public.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF développe conjointement avec le partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) et la société américaine Cheniere, un projet *gas to power* combinant la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une puissance d'environ 600 MW, et d'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU).

Via la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 45 % dans les deux sociétés projets (terminal GNL Penco-Lirquén et centrale El Campesino), aux côtés de BiobioGenera (45 %) dont AME est l'actionnaire contrôlant et la société Cheniere (10 %).

Ce projet *gas to power* est un élément clé de la politique énergétique du Chili et revêt une importance stratégique car il marque la réintroduction du gaz naturel dans la production électrique de la région. La décision finale d'investissement, conditionnée à l'obtention de tous les permis environnementaux et des engagements bancaires, a eu lieu en décembre 2016. Le 30 janvier 2017, la Cour Suprême chilienne a annulé le permis du terminal de regazéification Penco-Lirquén. À ce stade, EDF étudie avec ses partenaires les conséquences de cette décision sur le projet.

La filiale EDF Énergies Nouvelles est également présente au Chili avec la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama et inaugurée en décembre 2016, et le projet photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc), détenu à parité avec Andes Mining & Energy (AME). EDF Énergies Nouvelles poursuit également son développement dans l'éolien avec le projet Cabo Leones de 115 MW (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Les principaux concurrents d'EDF sur ce marché sont Endesa, AES Gener, Colbun et Engie. Par ailleurs d'autres acteurs comme Mainstream, WPD ou Gas Natural Fenosa affichent des ambitions dans le segment de la production électrique, essentiellement d'origine renouvelable.

Enfin, Citelum, filiale à 100 % du groupe EDF est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public (voir la section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

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 du projet de construction et d'exploitation des deux réacteurs de type EPR de Taishan, les nouveaux projets doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations

technologiques et lui permettre de valoriser son savoir-faire industriel. Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial, de l'équipement de pays émergents et de la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 2 000 MW[1]. Avec le projet de Taishan phase I (deux réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est également actionnaire à hauteur de 30 % dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR. Enfin, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables et les services énergétiques.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase I

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis 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 aujourd'hui une assistance au groupe CGN pour la conception des nouvelles centrales et l'exploitation de l'ensemble de son parc. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine. Par ailleurs, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd., qui a pour objet de financer, de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise, le succès du projet reposant sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGN. Les essais d'ensemble de mise en service de la centrale ont franchi une nouvelle étape en novembre 2016 avec le lancement des essais à chaud de la tranche 1.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007 et complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie, la recherche et développement et l'exploitation. Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Shenzhen, dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française. 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. La structure héberge aussi le représentant de l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE) présidée par EDF et constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine. En 2015, les 105 membres y ont réalisé plus de 700 millions d'euros de chiffre d'affaires.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014, visant à développer une coopération approfondie et globale. Le Groupe a par ailleurs signé en 2013 un accord avec CGN et AREVA, qui prépare les conditions pour la construction de futurs réacteurs et prévoit la contribution d'EDF au parc en exploitation de CGN ainsi qu'à son évolution.

Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne, qui ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats finals pour la centrale d'Hinkley Point C le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie britannique Hualong a également été signé à cette occasion.

Enfin, dans le cadre de la déclaration gouvernementale franco-chinoise de juin 2015, des accords tripartites (EDF et AREVA avec CGN et CNNC) ont été signés en 2015, prévoyant la poursuite de la construction des EPR de Taishan, la participation des industriels chinois aux projets nucléaires en Grande-Bretagne ainsi qu'un partenariat sur le développement de réacteurs de moyenne et grande puissance.

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, mises en service entre 1987 et 2004 pour une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FPC, joint venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à charbon dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016. Fuzhou est ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » (c'est-à-dire ayant des rendements élevés et un impact environnemental limité) exploitée par le groupe EDF. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement (près de 44 % pour Fuzhou) que dans une centrale classique et diminuant la consommation de charbon et la production de CO_2 par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

EDF Énergies Nouvelles a acquis en juillet 2016 une part majoritaire (80 %) dans la société UPC Asia Wind Management (AWM) qui développe et construit des projets éoliens en Chine avec une équipe d'une soixantaine d'employés. L'opération porte sur quatre projets en exploitation (66 MW nets), un projet en construction (40 MW nets) et un important portefeuille de projets en développement. Avec cette nouvelle acquisition, EDF Énergie Nouvelles accroît son potentiel éolien de plus de 1,3 GW (brut) en développement, en construction ou en exploitation.

Recherche & Développement (R&D)

Cinq ans après sa création, le centre R&D d'EDF en Chine continue à y renforcer son réseau de partenaires scientifiques, en lien avec les départements R&D en France et à l'international (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). Les activités du centre portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques futurs, les éco-quartiers et l'innovation, les capacités en simulation numérique étant une forte composante dans chacun de ces domaines.

Perspectives de développement et nouveaux projets

Dans le domaine des services énergétiques, le contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) en 2013 dans le domaine de l'efficacité énergétique sur l'éclairage a été étendu en 2014 et 2015.

1. *Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.*

Le groupe EDF, Datang et la Ville de Sanmenxia ont signé un accord de coopération en 2015 pour un réseau de chauffage urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques. En mai 2016, EDF et Datang ont signé le contrat créant une joint venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) en charge de la construction et de l'exploitation du réseau de chaleur. Le réseau est entré en exploitation commerciale en novembre 2016.

EDF travaille en outre avec la municipalité de Wuhan pour le planning, le développement et l'exploitation des services énergétiques dans l'éco-quartier franco-chinois du district de Caidian. Un premier contrat a été signé à l'été 2016 pour la réalisation de deux projets pilotes portant sur l'éclairage public et sur l'efficacité énergétique d'un bâtiment test.

Le Groupe propose également des solutions innovantes aux industriels et éco-quartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue et des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie).

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP) ainsi que dans le domaine des énergies renouvelables, des villes intelligentes et de l'innovation.

Vietnam

Au 31 décembre 2016, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale CCG d'une capacité de 715 MW (soit environ 2 % de la capacité installée du pays). Les autres actionnaires sont Tepco et Sumitomo Corporation. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT *(Build, Operate, Transfer)* a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Laos

Au 31 décembre 2016, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société 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 », mis en service en 2010 et qui représente environ 25 % de la capacité installée du pays. Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, EDF et l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) ont signé en janvier 2016 un protocole de coopération relatif au projet de construction de 6 réacteurs EPR à Jaitapur, dans l'ouest de l'Inde.

Par ailleurs, EDF a remporté en 2016 un contrat pour 75 000 compteurs intelligents auprès du New Delhi Municipality Council, régie municipale de la capitale indienne. Le Groupe, via sa filiale EDF International Network a répondu à cet appel d'offres dans le cadre d'un consortium mené par WAPCOS, société d'ingénierie en infrastructure détenue à 100 % par l'État indien.

La filiale EDF Énergies Nouvelles est également présente en Inde dans le solaire photovoltaïque et depuis 2016 dans l'éolien (voir section 1.4.1.4.3. « EDF Énergies Nouvelles »).

Recherche & Développement

Suite à l'accord signé avec le *Housing and Development Board* de Singapour en juin 2013, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore. Ce centre de R&D consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région.

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer sur le continent africain en accompagnant les pays en forte demande énergétique, de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, et en bâtissant des partenariats durables et multimétiers. EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux.

Afrique du Sud

Le groupe EDF a implanté une filiale depuis 2007 à Johannesburg, dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Le plan directeur énergétique du pays, promulgué en mai 2011, prévoit en effet la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire d'ici 2030. Ce programme vise à répondre à un doublement de la puissance électrique installée et au remplacement progressif du parc actuel de centrales au charbon. Dans ce cadre, L'Afrique du Sud a signé des accords intergouvernementaux en 2014 et 2015 avec plusieurs pays porteurs d'une offre de partenariat nucléaire, dont la France. En 2016, Eskom a soumis à l'autorité de sûreté nucléaire une demande d'autorisation d'implantation de centrales nucléaires sur les deux sites de Thyspunt *(Eastern Cape)* et Duynefontein *(Western Cape)* recommandés dans le rapport d'analyse d'impact environnemental publié en mars.

En novembre, le gouvernement sud-africain a publié un projet de révision du plan directeur énergétique à l'horizon 2050. Plusieurs scénarii sont ainsi mis en débat en vue d'une promulgation au printemps 2017. Ce projet prend en compte une perspective de progression de la consommation électrique revue à la baisse par extrapolation du ralentissement constaté depuis quelques années du fait d'une faible croissance économique. Environ 20 GW de nouvelles capacités électronucléaires sont envisagées d'ici 2050. Eskom, désigné propriétaire-exploitant et responsable de l'acquisition de ces réacteurs, souhaite émettre un cahier des charges sans tarder et considère pouvoir ainsi viser la mise en service d'une première paire de réacteurs à partir de 2026.

EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) a par ailleurs pris position sur le marché éolien en Afrique du Sud dans le cadre des différentes phases de l'appel d'offres lancé par le ministère de l'Énergie depuis 2011. La société a été retenue via sa filiale InnoWind (détenue à 80 % par EDF EN) et exploite 108 MW (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir la section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – énergie hors réseaux »).

Maroc

EDF est actif au Maroc depuis les années 1970 et a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), les régies de distribution d'électricité et des industriels. Pour accompagner son développement, le Groupe a créé EDF Maroc en 1997, EDF EN Maroc en 2012 ainsi que EDF Fenice Maroc en octobre 2016.

EDF et l'ONEE ont poursuivi leur coopération, conformément à l'accord général signé en janvier 2012, dans les domaines de la production hydraulique, thermique et renouvelable, ainsi que dans les réseaux et la formation.

Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF EN en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW (voir la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Sénégal

Dans le cadre de la crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais il y a cinq ans, EDF a été retenu par le gouvernement de ce pays pour l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

L'intervention d'EDF a porté sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec (Société nationale d'électricité du Sénégal) sur plus de 111 MW. À l'issue de deux prolongations permettant de finaliser l'ensemble des actions prévues, ce contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage s'est achevé le 30 septembre 2016.

Le Groupe est également présent au Sénégal à travers la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – énergie hors réseaux »).

Cameroun

L'État du Cameroun (30 %), la SFI (Groupe Banque mondiale, 30 %) et EDF (40 %) développent le projet hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé, pour une décision d'investissement visée fin 2017. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus gros moyen de production du Cameroun. Elle assurera environ un tiers des besoins en électricité et sera l'occasion de nombreuses retombées pour l'économie locale.

République du Congo

Le contrat de prestations de services signé en 2013 par le Groupe pour une durée de trois ans avec le ministère congolais de l'Économie et des Finances visait à réduire les pertes techniques et commerciales de la société nationale SNE. Arrivé à échéance en mars 2016, ce contrat a fait l'objet d'un avenant le prolongeant de six mois, puis a pris fin le 30 septembre 2016.

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, EDF développe le projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est déjà inscrit au schéma directeur de développement de l'État ivoirien et des négociations sont en cours afin de parvenir à un accord sur une convention de concession et le prix de cession de l'énergie produite. La décision d'investissement est visée avant la fin 2017. En août 2016, EDF a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement.

En octobre 2016, EDF a créé la société ZECI, joint venture avec la société américaine Off Grid Electric (OGE), pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et périurbaines. (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* – énergie hors réseaux »).

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent dans la zone Moyen-Orient à travers sa succursale EDF Abu-Dhabi, qui exerce notamment des activités d'ingénierie et de conseils dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis.

Arabie Saoudite

EDF dispose d'un bureau à Riyad permettant de répondre aux autorités saoudiennes qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire).

EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays, permettant une coopération très large entre les deux groupes et incluant notamment des activités de formation. Dans le prolongement de cet accord, le contrat GOC *(Generation, Optimization Center)* signé en février 2016 prévoit l'appui d'EDF à la mise en place de centres régionaux d'optimisation de la production. En octobre 2016, un accord a également été signé concernant la formation des futurs ingénieurs nucléaires saoudiens, qui seront formés au sein des installations du Groupe.

Israël

EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui opère 159 MWc de projets photovoltaïques connectés au réseau, et a lancé la construction de 35 MWc supplémentaires et poursuit le développement d'un portefeuille de projets représentant près de 290 MWc solaires (voir la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

EDF soutient également les efforts de développement de sa filiale Edison dans le secteur gazier. Par ailleurs, le Centre d'ingénierie hydraulique du Groupe fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage, sur le mont Gilboa.

1.4.5.3.9 *Off Grid* – énergie hors réseaux

EDF a quinze ans d'expérience dans le domaine *Off Grid* – énergie décentralisée – en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet.

KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF, 15 % par l'opérateur local Calulo, et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités par des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape. À fin 2016, KES alimente en énergie électrique solaire près de 210 000 personnes et souhaite poursuivre son développement en Afrique australe.

BPC Lesedi

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC (Botswana Power Corporation), l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification rurale décentralisée. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. L'intérêt de poursuivre ce programme est remis en cause compte tenu du caractère inatteignable des objectifs du *business plan* et une procédure de désengagement, conformément au pacte d'actionnaires, est en cours.

ERA

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire local Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui a démarré la phase opérationnelle de son activité en 2014 suite à l'obtention fin décembre 2013 de la première tranche de la subvention de l'Agence française de développement via l'ASER [1]. Elle alimente à ce jour environ 25 000 personnes. Une renégociation du contrat de concession est engagée avec les autorités sénégalaises, visant à améliorer l'économie de la concession en 2017 et à assurer son développement.

ZECI

EDF et Off Grid Electric (OGE) – entreprise américaine dans la distribution d'énergie solaire en Afrique dans laquelle le fonds d'investissement capital-risque *cleantech* d'EDF, Electranova Capital, est actionnaire – ont créé en octobre 2016 une société commune en Côte-d'Ivoire, ZECI, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique.

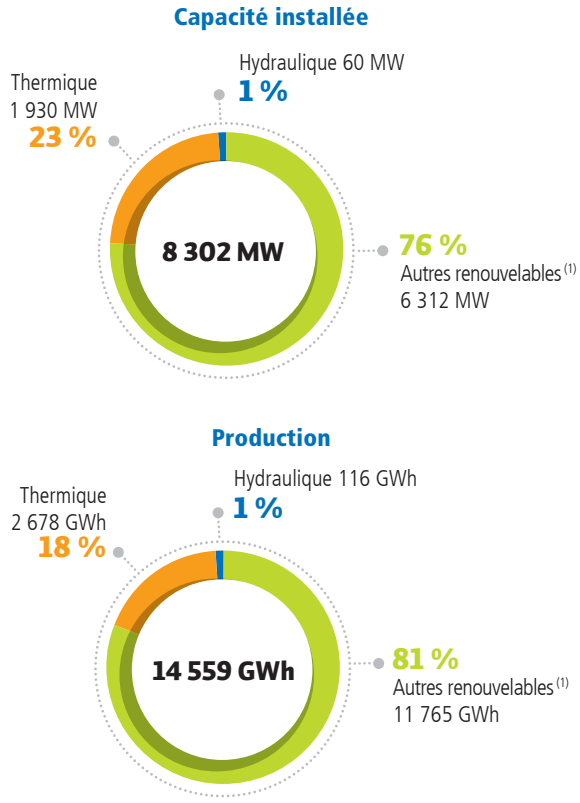
Dans le cadre de cette co-entreprise, EDF et OGE prennent en charge l'installation et la maintenance de 300 000 kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. Ces kits individuels comprennent des panneaux

1. *ASER : Agence sénégalaise de l'électrification rurale.*

solaires faciles à installer adossés à des batteries permettant de stocker l'électricité, et payables par simple utilisation d'un téléphone portable. Grâce à ces kits, les clients pourront s'éclairer et alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation telles qu'une télévision ou une radio proposées dans l'offre, ou recharger leur téléphone portable.

L'ambition de cette première société est d'alimenter près de 2 millions de personnes à l'horizon 2020 en Côte-d'Ivoire, avec le projet d'étendre rapidement à d'autres pays de la région et de développer l'offre à grande échelle.

1.4.6 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET AUTRES ACTIVITÉS



(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

1.4.6.1 Services énergétiques

Le groupe EDF est un acteur important des services énergétiques en France. Ses compétences permettent de proposer des solutions qui couvrent l'ensemble de la chaîne client : conseil, conception de solutions adaptées, réalisation, exploitation et maintenance des installations.

EDF agit ainsi sur des secteurs aussi différents que l'éclairage urbain, les réseaux de chaleur, la production décentralisée bas carbone à partir des ressources locales (à l'instar de la valorisation des déchets ménagers), le pilotage des consommations ou encore la mobilité électrique.

Le plan stratégique CAP 2030 du Groupe consacre une place importante au développement des services énergétiques pour répondre notamment aux besoins des collectivités locales et des entreprises. L'objectif est de les accompagner dans leur transition énergétique et leur compétitivité. L'ensemble de ces actions s'inscrit dans un contexte d'efficacité énergétique, de production peu émettrice de CO_2, de recherche de performance énergétique et d'amélioration de la qualité de vie, quel que soit le secteur d'activité concerné.

1.4.6.1.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, disposant d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France, pour réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations.

Activité de Dalkia

L'activité de Dalkia est aujourd'hui au cœur de trois grands défis : le réchauffement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique comme source d'économies et la transformation des territoires dans un contexte d'urbanisation croissante et de développement industriel induit.

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques, pour une croissance durable des villes et des entreprises.

De la production décentralisée à la maîtrise de la demande en passant par l'optimisation de la distribution, Dalkia est présent à chaque étape de la chaîne énergétique pour améliorer la performance des systèmes. 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 d'un bâtiment ou de valorisation des énergies alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Ainsi Dalkia a permis d'éviter 3,2 millions de tonnes de CO_2 et a réalisé 4,33 TWh d'économies d'énergie en 2016.

Réseaux de chaleur et de froid

Le développement des réseaux a été un moteur de croissance important ces dernières années pour Dalkia, qui a établi un modèle de création de valeur reproductible, reposant sur de nombreux leviers d'optimisation :

- amélioration de l'efficacité des équipes et des organisations, optimisation des performances des opérations à l'occasion de la prise en main des réseaux ;
- reconfiguration des centrales de production et des réseaux : anticipation des besoins futurs du réseau, compte tenu du potentiel de croissance organique et de la progression de l'efficacité énergétique, intégration des enjeux de mise en conformité réglementaire, réduction des redondances inutiles ;
- modification du mix énergétique pour plus d'efficacité et moins de CO_2, avec l'optimisation des cogénérations et le développement des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, etc.) ;
- services additionnels pour mieux valoriser les actifs (par exemple, service de soutien au réseau électrique).

Dalkia est ainsi en France un des leaders pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains, en exploitant 353 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux, et en fournissant de la chaleur à 2 millions de logements. Déployer ce modèle sur ses cibles géographiques constituera une part importante de sa croissance future.

Utilités industrielles

Dalkia intervient dans le domaine des utilités industrielles sur 2 100 sites industriels français. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO_2 et la valorisation des énergies de récupération), la compétitivité et la sécurisation des approvisionnements.

La stratégie de Dalkia est de permettre à ses clients industriels de se concentrer sur leur cœur de *process*, en prenant en charge et en optimisant la production de leurs utilités, leurs usages d'énergie et leurs émissions de gaz à effet de serre. Dalkia se différencie par une gamme de services large et cohérente, qui inclut l'optimisation des utilités industrielles (vapeur, électricité,

air comprimé), l'ajustement des usages aux besoins et l'identification des sources d'énergies de récupération et des coproduits valorisables, l'optimisation des usages liés aux bâtiments industriels et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Services énergétiques aux bâtiments

Les services énergétiques aux bâtiments consistent en la gestion des installations énergétiques dans les bâtiments : optimisation de la production locale d'énergie thermique, fourniture d'énergie, exploitation et maintenance des installations techniques. Ils portent également sur l'amélioration de l'exploitation de systèmes existants dans le but d'optimiser leur efficacité et de réduire leurs émissions de CO_2. Dalkia fournit des services énergétiques intégrés pouvant comprendre la conception, la réalisation et l'amélioration des installations, la fourniture d'énergie, la gestion et la maintenance des installations, à des clients privés et publics, industriels et tertiaires.

Dalkia gère à ce titre 82 000 installations énergétiques en France.

Principales réalisations de Dalkia en 2016

L'année 2016 a été marquée par une très bonne performance commerciale.

En ce qui concerne les réseaux de chaleur, Dalkia a renouvelé la quasi-totalité de ses contrats majeurs (Lyon, Nancy, Le Mans, Évry…) avec en général des apports en termes d'extension et de « verdissement ». À ce titre les énergies renouvelables et de récupération représentent désormais près de 29 % du mix énergétique.

Le développement des cogénérations a connu un essor important et, grâce au partenariat noué avec Amundi Transition Énergétique, Dalkia pourra déployer et financer plus d'une centaine de projets chez ses clients (industriels, réseaux de chaleur ou habitat).

Dalkia a également poursuivi son déploiement et ses actions à l'international en acquérant la société Groom Energy Solutions aux États-Unis.

L'offre énergétique du Groupe EDF s'est enrichie avec d'une part la structuration en Belgique et en Grande-Bretagne de partenariats avec les sociétés locales du Groupe et d'autre part l'acquisition d'une participation majoritaire dans le groupe Tiru, ainsi que les parts de Fenice Rus auprès de Fenice SpA (Italie). Fenice Rus intervient dans le domaine de la gestion des utilités industrielles en Russie.

Par ailleurs la société Techsim spécialisée dans l'air comprimé a été acquise.

Principales filiales de Dalkia

Optimal Solutions

Optimal Solutions (ex-EDF OS), filiale à 100 % du groupe Dalkia depuis février 2015, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions d'efficacité énergétique en France, en complémentarité forte avec les régions de Dalkia.

Tiru

La société Tiru est spécialisée dans :

- la valorisation énergétique à travers la combustion des déchets ménagers pour production d'énergie (électricité et/ou vapeur) destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels ;
- la valorisation biologique à travers la dégradation de la matière organique et la production de compost et de biogaz ;
- la valorisation matière à travers le tri et le conditionnement des matières recyclables (plastiques, fibreux, métaux).

Tiru conçoit, construit et exploite des installations en France, en Grande-Bretagne et au Canada, et compte 1 177 salariés à fin 2016. Son portefeuille clients est constitué de collectivités, majoritairement des syndicats départementaux et communaux, responsables de la gestion des déchets, ainsi que de quelques clients privés (serristes et industriels notamment).

Cesbron

La société Cesbron, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans l'installation et de la maintenance de solutions de froid pour les clients entreprises et collectivités. Son effectif est de 798 personnes.

Verdesis

Le groupe Verdesis, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisé dans le biogaz. Il propose des services ou conçoit et exploite ses propres sites de production et de valorisation de biogaz, en France et en Belgique.

Verdesis France a changé de dénomination et est devenue Dalkia Biogaz en décembre 2016.

CRAM

Le groupe CRAM est un acteur régional spécialisé dans les services énergétiques au bâtiment. En 2016, Dalkia SA a fait passer sa participation au capital de CRAM SAS de 75 % à 85 %. La société CRAM SAS dispose d'un effectif de 521 personnes.

1.4.6.1.2 Citelum

Citelum est la filiale d'éclairage et de services connectés du groupe EDF, et représente l'un des principaux acteurs du domaine en France et dans le monde.

Avec environ 450 salariés en France, Citelum emploie au total près de 3 000 personnes principalement en Europe (France, Italie, Espagne, Danemark) et en Amérique (États-Unis, Mexique, Brésil, Chili), ce qui lui permet de gérer les services de plus de 1 000 villes dans le monde (Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc.).

L'évolution technologique des équipements d'éclairage permet aujourd'hui de disposer d'une infrastructure existante connectée, facilitant ainsi la réalisation d'économies d'énergie, le pilotage à distance des installations, l'amélioration de la sécurité ainsi que de la mise en valeur du patrimoine. De plus, ces équipements d'éclairage, connectés à d'autres dispositifs (capteurs, caméras, etc.), offrent de nouveaux services à valeur ajoutée dans les domaines de la lutte contre la pollution, la vidéosurveillance du territoire, l'information des usagers ou encore la gestion des mobilités urbaines et du stationnement.

Citelum intervient sur les trois chaînes de valeur suivantes :

- l'augmentation de l'attractivité des clients par l'optimisation de l'éclairage en limitant les dépenses énergétiques ;
- l'amélioration de la sécurité perçue en optimisant l'utilisation des ressources affectées ;
- la fluidification de la mobilité et un stationnement favorisant l'amélioration des recettes des clients.

Citelum marque sa différence par sa capacité à accompagner toutes les phases d'un projet, de la conception et la réalisation des travaux jusqu'à l'exploitation et la maintenance, en intégrant à son offre de services des solutions de financement, l'innovation avec sa plateforme collaborative de gestion de l'espace public Muse® et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

En 2016, Citelum a été notamment choisi par la ville de Sienne pour accompagner sa transformation en *smart city*. Le contrat de neuf ans intègre la modernisation LED de l'éclairage, des mises en lumière du patrimoine architectural et la mise en place de nouveaux services connectés (station météo, panneaux d'information à messages variables, accès Wi-Fi) destinés aux habitants et visiteurs. Un système de télégestion pour moduler à distance l'intensité et la durée de l'éclairage complétera le dispositif, permettant à la ville de diminuer à terme de 58 % sa facture énergétique et ses émissions de CO_2. Citelum a déjà implémenté ce type de solutions dans le monde avec des références majeures à Copenhague (Danemark), Syracuse (Italie), San Cugat (Espagne) et Sète (France).

1.4.6.1.3 Les autres filiales de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et 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.

Management de l'énergie

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. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy propose une gamme de services qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de suivre la performance énergétique de leur patrimoine immobilier. Cette société est un acteur important au sein de la digitalisation du *management* énergétique à travers des offres telles que :

- des audits énergétiques innovants : maîtrise algorithmique autour des données énergétiques et patrimoniales des clients ;
- le suivi de la performance énergétique et patrimoniale : collecte automatisée de données, applications mobiles, *management* énergétique personnalisé.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure historiquement pour le compte d'EDF le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents d'effacement diffus des clients résidentiels notamment à Lyon (*Smart Electric* Lyon), à Nice ou en Bretagne (avec l'expérimentation « Une Bretagne d'avance »). Edelia conçoit et développe par ailleurs une plateforme de système d'information de services pouvant concerner plusieurs millions de clients (affichage de la consommation, alertes, conseils, etc.).

Le positionnement d'Edelia est aujourd'hui celui d'une filiale apportant au groupe EDF une capacité d'innovation sur les sujets *smarthome* et *data* (échanges de données entre objets connectés dans la maison afin d'enrichir les services).

Mobilité électrique

Le secteur des transports est aujourd'hui très dépendant des énergies fossiles et un des foyers importants d'émissions de CO_2. Or l'électricité bas carbone constitue un levier pour développer une mobilité et des transports sur un territoire qui soient respectueux de l'environnement. C'est pourquoi EDF investit dans ce domaine, notamment au travers de sa filiale Sodetrel.

Les solutions du Groupe comportent :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et entreprises pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de recharge ;
- l'installation d'infrastructures de recharge pour tous les segments de clientèle : particuliers, collectivités et entreprises, parkings et grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de recharge.
- Le Groupe a également participé à des expérimentations d'auto-partage à Grenoble, Nice et Monaco.

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre les projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales, des syndicats d'énergie que des entreprises. À ce titre, elle propose à ses clients une gamme d'offres complète, allant de la fourniture et l'installation des infrastructures de charge à l'exploitation commerciale des services associés, en passant par les outils de supervision des parcs de bornes et les solutions clés en main d'exploitation technique et de maintenance. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions de gestion de flottes de véhicules électriques.

Depuis 2015, Sodetrel, dans le cadre d'un consortium [1], déploie un réseau de 200 bornes de charge rapide interopérables sur autoroutes, compatibles avec tous les modèles de véhicules électriques du marché.

Génie électrique : HTMS

L'entreprise HTMS, filiale à 100 % d'EDF, prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes Haute Tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation. Le cœur de métier est l'optimisation des opérations de maintenance, dans le but de garantir la sécurité des exploitants, la disponibilité des installations et la pérennité des matériels et équipements.

L'entreprise réalise également des missions d'expertise et de conseil (audits d'organisation de l'exploitation, définition de politiques de maintenance et de renouvellement des matériels) et des missions de suivi de grands projets.

Son activité est organisée autour de trois agences (Lorette, Audruicq et Nantes), auxquelles sont rattachées des antennes opérationnelles (Bordeaux, Lyon et Avignon).

En 2016, HTMS a gagné plusieurs contrats de maintenance pluriannuels, notamment la maintenance des postes 400 kV et 225 kV de la nouvelle ligne à grande vitesse Tours-Bordeaux, ou encore la maintenance et l'exploitation avec Dalkia du site d'Iter en HTB.

Chauffage : CHAM

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM est un acteur majeur dans le domaine de la maintenance et du remplacement des équipements de chauffage et de production d'eau chaude en France. Elle intervient auprès des clients particuliers, en habitat individuel, en collectif privé, et auprès de professionnels.

CHAM réalise plus de 700 000 interventions par an, afin d'améliorer la performance des équipements de ses clients. En 2016, la société a poursuivi le déploiement des solutions de thermostats connectés auprès de ses clients particuliers.

Tiers investissement dans l'efficacité énergétique : Perfesco

Perfesco, filiale à 100 % d'EDF, assure un service de financement pour accompagner ses clients dans leur transition énergétique. Pour ce faire, cette société identifie des postes de consommation énergivores chez de grands industriels, et propose d'installer des équipements plus sobres en se rémunérant par le biais des gains générés.

Services financiers : Domofinance

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers et des copropriétés d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation et le financement des « Prêts travaux bonifiés par EDF » et des prêts sur les travaux collectifs de la copropriété.

Domofinance a commercialisé 46 583 prêts en 2016.

EDF consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

1. *Ce consortium rassemble EDF, les constructeurs automobiles Renault, Nissan, BMW, Volkswagen et ParisTech. Le projet Corri-Door est financé pour moitié par la Commission européenne.*

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe plus de 20 milliards de mètres cubes de gaz, soit l'équivalent de la moitié de la consommation française. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de ses 4,6 millions de clients, de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'EDF en France et de ses filiales EDF Energy, Edison et EDF Luminus. Il s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations relatives aux interventions sur les marchés de gros, ainsi que sur Dalkia pour les centrales de cogénération.

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, et en particulier aux États-Unis, où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et distributeurs.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2016, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- en France (EDF et ÉS) : environ 1,4 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour une consommation d'environ 27,7 TWh en 2016 soit environ 5,7 % de part de marché ;
- en Italie (Edison) : environ 502 000 comptes client, 6,53 milliards de mètres cubes de gaz (environ 69,1 TWh), soit une part de marché de 14,5 % ;
- au Royaume-Uni (EDF Energy) [1] : environ 2,1 millions de comptes client, 28 TWh, soit environ 5 % de parts de marché ;
- en Belgique (EDF Luminus) : environ 623 200 comptes client, 15,32 TWh, soit environ 18 % de parts de marché.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen termes et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés gaziers.

Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

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 (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a mis en service depuis le 1er janvier 2017 un nouveau terminal méthanier dans l'enceinte du Grand Port Maritime de Dunkerque. D'une capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de mètres cubes par an, le terminal méthanier a débuté ses activités commerciales. Ce terminal, doté d'une capacité de stockage de 600 000 mètres cubes et relié aux réseaux de transport français et belge, a la particularité de ne pas produire de CO_2, les calories nécessaires au réchauffement du gaz naturel liquéfié provenant des eaux tièdes de la centrale nucléaire de Gravelines située à proximité.

En Italie, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *offshore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 1.4.5.2 « Italie »).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint venture à 50 %/50 % avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les 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.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et la production d'hydrocarbures, à travers Edison (voir section 1.4.5.2 « Italie »). Les réserves prouvées s'élèvent à 40,4 milliards de mètres cubes de gaz équivalents, avec 2,6 milliards de mètres cubes produits en 2016.

1.4.6.3 Optimisation et trading : EDF Trading

Interface exclusive du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading propose ses services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les entités du groupe EDF et 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, du GNL et GPL, du charbon et du fret et des produits environnementaux. EDF Trading est l'un des plus importants opérateurs sur les marchés de gros de l'énergie en Europe et en Amérique du Nord. À travers sa filiale EDF Energy Services, elle est également l'un des principaux prestataires indépendants auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie pour les services de gestion de l'énergie sur les marchés de gros, ainsi que l'un des dix premiers commercialisateurs à destination de grands clients industriels et commerciaux en Amérique du Nord.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 950 salariés et est régulée par l'autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est un acteur prépondérant sur le marché de gros de l'électricité en Europe et fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants des actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tierces parties. L'entreprise dispose d'un rayonnement géographique important et d'un volume d'activité la rendant capable de s'adapter rapidement aux évolutions du marché et de développer de nouvelles activités si nécessaire. En 2016, EDF Trading a notamment intégré l'optimisation de la dernière génération de Cycles Combinés Gaz (CCG) mis en service à Bouchain, dans le nord de la France, et a étendu ses services d'optimisation à la centrale CCG de Sloe, aux Pays-Bas. En collaboration avec l'équipe de commercialisation d'EDF, EDF Trading a aussi élargi la gamme de produits de couverture proposés aux grands clients industriels et commerciaux du Groupe et a participé au lancement des contrats *futures* liés à la production éolienne sur le Nasdaq.

1. *Hors Irlande du Nord.*

Marché européen du gaz

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe. La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les droits de transmission, les contrats d'approvisionnement à long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF et aux clients tiers des solutions de gestion d'actifs et d'optimisation complètes sur le marché de gros du gaz en Europe. EDF Trading collabore enfin avec les entités du Groupe afin d'optimiser leurs actifs à court terme. En 2016, la société a notamment renforcé sa présence dans le secteur du gaz en Italie en support des activités d'Edison par exemple. EDF Trading a aussi renforcé ses offres de produits de gros auprès d'un nombre croissant de contreparties.

Marchés nord-américains de l'électricité et du gaz

EDF Trading est leader sur les marchés de gros de l'électricité en Amérique du Nord, où elle jouit d'une vaste présence géographique. EDF Trading gère un stock de gaz naturel d'environ 4,2 milliards de mètres cubes (15 bcf) et des capacités de transport par gazoduc d'environ 400 millions de mètres cubes (1,5 bcf par jour). La société dispose d'un portefeuille d'actifs comprenant des contrats à long terme d'électricité et de gaz, des accords d'accès à la capacité de production flexible de centrales hydrauliques thermiques, des installations de stockage et des contrats de transport de gaz. En 2016, EDF Trading a poursuivi son développement dans la gestion des droits financiers de transmission (*Financial Transmission Rights* – FTR), a conclu une transaction de long terme avec un producteur indépendant et a développé ses positions dans les capacités de transport de gaz.

Produits environnementaux

EDF Trading participe à la structuration et à la mise en place de solutions d'énergie verte en Europe. La société effectue également des opérations de vente et d'achat de certificats d'énergie renouvelable dans les principaux États américains et de crédits carbones en Californie. Elle est reconnue dans ses activités sur les dérivés climatiques en Europe.

Gaz naturel liquéfié (GNL) et gaz de pétrole liquéfié (GPL)

EDF Trading propose une gamme complète de services liés au GNL et au GPL, dont l'approvisionnement, la livraison et l'optimisation de l'exposition aux différents marchés gaziers mondiaux. En 2016, elle a poursuivi l'élargissement de son portefeuille GNL grâce à des contrats d'achat et d'optimisation à moyen terme. En outre, elle a apporté son soutien au marketing de la capacité de regazéification d'EDF sur le terminal méthanier de Dunkerque, tout en assurant les livraisons des cargos de mise en service du site. Elle a livré la première cargaison de GNL en Égypte et conclu des transactions structurées avec différents producteurs et acheteurs. Dans le domaine du GPL, EDF Trading a réceptionné sa première cargaison et élargi ses activités sur différents marchés.

Commerce de charbon et de fret

EDF Trading a signé un accord engageant concernant la vente de son activité de charbon et de fret associé à JERA Trading Singapore. À l'issue de la transaction, EDF Trading détiendra un tiers des parts de la nouvelle société qui devrait être opérationnelle à la fin du premier semestre 2017.

JERA Trading deviendra alors l'un des plus importants traders mondiaux de charbon, avec une présence importante dans les bassins de l'Atlantique et du Pacifique et des ventes totales de charbon d'environ 60 millions de tonnes par an.

EDF Energy Services

EDF Energy Services est la plateforme client d'EDF Trading en Amérique du Nord. EDF Energy Services offre de l'électricité, du gaz naturel et des produits environnementaux aux grands comptes industriels et commerciaux. EDF Energy Services est le principal prestataire de services destinés aux centrales électriques indépendantes aux États-Unis, opérant plus de 23 000 MW d'électricité depuis 65 centrales et plusieurs dizaines de clients dans le cadre de la gestion des effacements. Un grand nombre de ces clients sont des entités européennes ou sont présents en Europe, ce qui permet à EDF de satisfaire leurs besoins dans le monde entier. En 2016, EDF Energy Services a renforcé sa présence commerciale et industrielle dans la vente de détail, accru son portefeuille d'actifs dans les services de production et ajouté des fournisseurs énergétiques de détail à son offre de services de marché de gros. EDF Energy Services est en train de déployer une plateforme numérique complète et intégrée pour faciliter sa croissance. Baptisée EDGi, cette plateforme comprend des solutions CRM intégrées, avec facturation des opérateurs de marché, des clients, prévisions de consommation, gestion des couvertures et des positions des clients pour l'ensemble des marchés déréglementés aux États-Unis et au Canada. EDF Energy Services a également lancé un portail client pour ses grands clients industriels et commerciaux, qui leur permet de créer des vues personnalisées de leurs données et de certaines informations de marché.

1.4.6.4 Autres participations

1.4.6.4.1 EDF Trading Logistics

Avec un volume d'approvisionnement en fioul d'environ 1,11 million de tonnes et 1,84 million de tonnes de charbon livrées en 2016, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent d'EDF pour les achats de fioul, et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du groupe EDF en métropole, en Corse et dans les DOM en étroite collaboration avec EDF Trading, et contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.4.6.4.2 Autres

Outre des participations dans des ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement à celles de sa production et ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs.

Au Royaume Uni, EDF Energy exploite encore près de 4 GW de centrales à charbon, indispensables aujourd'hui à l'équilibre offre/demande du pays. Ces centrales devraient être fermées d'ici 2025, suivant les décisions du gouvernement britannique. En Europe continentale hors France, EDF a lancé une révision stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles.

EDF plaide pour un prix plancher du CO_2 pour limiter l'utilisation des centrales à charbon existantes et poursuit ses travaux en vue de substituer la biomasse à une partie du charbon des centrales. Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

1.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives et réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

1.5.1 EDF ENTREPRISE PUBLIQUE

Au 31 décembre 2016, l'État détenait 85,62 % du capital social et 85,73 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis 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.

L'Agence des participations de l'État (APE), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis 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 soumis 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.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

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, celle-ci ayant notamment simplifié le régime antérieur qui résultait des lois « de privatisation » n^{os} 86-793 du 2 juillet 1986, 86-912 du 6 août 1986 et 93-923 du 19 juillet 1993.

1.5.2 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 (voir section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie » ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le Service Public de l'Électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité.

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), que la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a substituée à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'action 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° 2015-1491 du 18 novembre 2015, en application de la loi précitée du 17 août 2015.

La PPE contient des volets relatifs (i) à la sécurité d'approvisionnement, (ii) à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile, (iii) au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération, (iv) au développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie, (v) à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, et (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Elle 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. Cette enveloppe est fixée en engagements et en réalisations. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La première PPE doit couvrir une première période de 3 ans (2016-2018), puis une seconde de 5 ans (2018-2023). Les PPE suivantes seront établies sur deux périodes successives de 5 ans.

La première PPE a été fixée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie. En application de la loi, EDF doit désormais établir d'ici le 28 avril 2017 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 sera soumis à l'approbation du ministre chargé de l'énergie qui examinera sa compatibilité avec la PPE. Si cette compatibilité n'est pas constatée, EDF devra élaborer un nouveau plan.

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 ; et
- 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 a été confiée, par la loi, 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 consiste également en la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (TPN). Cette mission de service public est assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit le remplacement progressif du TPN par le « 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…) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement. En application du décret n° 2016-555 du 6 mai 2016 relatif au chèque énergie, le dispositif du chèque énergie est expérimenté depuis le 20 mai 2016 dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais et devrait être généralisé d'ici le 1er janvier 2018.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics. Les fournisseurs de secours sont désignés par l'autorité administrative à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres. Les textes d'application n'ayant pas encore été adoptés à la date du présent document de référence, cette disposition n'est toujours pas en vigueur.

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 travers 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 TPN ou du « chèque énergie ».

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu 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 tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014.

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 (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au Service Public de l'Électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- 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.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (PIMMS), les Relais de services publics (RSP) et autres structures telles que les mairies. À l'issue de la phase expérimentale, qui a donné lieu à un déploiement dans vingt-deux départements, en juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche à l'ensemble du territoire.

1.5.3 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

1.5.3.1 Législation européenne

Trois Directives européennes, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France, ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La Directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La Directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La Directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « Troisième Directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales. Ces dispositions sont aujourd'hui transposées dans le Code de l'énergie.

Par ailleurs, les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Enfin, la Directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et, enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

Union de l'énergie

L'ensemble de la législation relative à l'électricité fait l'objet d'une proposition de révision par la Commission européenne (CE) dans un paquet législatif dévoilé pour le 30 novembre 2016 et intitulé « Clean Energy for all Europeans ». Ce paquet est constitué de 11 textes législatifs et d'un nombre conséquent de communications accompagnant les propositions de la CE. Ces propositions concernent l'organisation du marché de gros et du marché de détail, en accordant une place plus importante aux mesures relatives aux consommateurs. Les propositions législatives sont aussi l'occasion de confirmer ou de proposer les nouvelles cibles européennes pour 2030 en matière d'efficacité énergétique (proposition de 30 %) et d'énergie renouvelable (proposition de 27 %). La sécurité d'approvisionnement fait l'objet d'une nouvelle réglementation, alors que celle concernant l'Agence de coopération des régulateurs (ACER) est révisée. Toutes les dispositions proposées tendent à créer un cadre d'organisation des marchés de l'électricité plus cohérent, au service des politiques énergétiques et climatiques de l'Europe, dans le cadre du projet de l'Union de l'énergie. Un texte concernant la gouvernance complète le dispositif afin de préciser le mode de pilotage de l'atteinte des objectifs par les États membres, qui sera mis en place par la Commission. Le débat parlementaire va s'engager en début d'année 2017 mais les négociations des textes finaux ne sont pas attendues avant le second semestre, voire en début d'année 2018 en trilogue (Parlement européen - Conseil - CE). Les textes (nouveaux ou révisés) entreront donc en application sur une période attendue entre 2018 et 2020 selon qu'ils sont d'application immédiate dans les États membres (règlements) ou qu'ils nécessitent une transposition dans les droits nationaux (délai par défaut de 18 mois).

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER participe à l'élaboration des codes de réseaux dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 1.5.6.2.5 « Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »).

1.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie [1] ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie à l'exception de l'essentiel des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012. En outre, le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 a procédé à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie. Une centaine de décrets relatifs au droit de l'énergie a été abrogée en conséquence.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié de nombreuses dispositions du Code de l'énergie et notamment les objectifs de la politique énergétique, qui portent désormais sur l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles (notamment celles de la croissance verte), la sécurité d'approvisionnement et la réduction de la dépendance aux importations, un prix de l'énergie compétitif et attractif, la préservation de la santé humaine et de l'environnement, la cohésion sociale et territoriale, la lutte contre la précarité énergétique ainsi que la contribution à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011. Sur ce point, voir la section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) ».

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;

1. *Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.*

- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 ont pu, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Depuis le 1er janvier 2016, ces consommateurs n'en bénéficient plus. L'article 25 de la loi nº 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a instauré une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'avaient pas souscrit au 31 décembre 2015 un nouveau contrat auprès du fournisseur de leur choix ont pu, afin de garantir la continuité de leur fourniture d'électricité, continuer à bénéficier d'un contrat avec EDF [1] pendant une période transitoire maximale de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture n'était plus assurée (c'est-à-dire le 30 juin 2016). Durant cette période, les clients pouvaient résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. EDF avait l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme. L'ordonnance nº 2016-129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1er juillet 2016, un dispositif assurant la continuité de fourniture en gaz et en électricité : les clients qui, au 30 juin 2016, n'avaient pas souscrit une offre de marché sont réputés avoir accepté les conditions du nouveau contrat proposé par le fournisseur désigné, à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans sa délibération du 4 mai 2016. La CRE a organisé en novembre 2016 un nouvel appel d'offres pour les lots qui s'étaient avérés infructueux en mai 2016. Cet appel d'offres a été infructueux pour les lots électricité.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

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 actuellement en vigueur ont été fixés par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, publiée au *Journal officiel* du 30 juin 2013, en ce qui concerne le transport (TURPE 4 HTB), et par la délibération de la CRE du 12 décembre 2013, publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013, en ce qui concerne la distribution (TURPE 4 HTA/BT). Les prochains tarifs, qui entreront en vigueur le 1er août 2017, ont été fixés par la délibération de la CRE du 17 novembre 2016, en ce qui concerne le transport (TURPE 4 HTB), et la distribution (TURPE 4 HTA/BT). Par décision du 12 janvier 2017 publiée au *Journal officiel* du 17 janvier, la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, conformément à l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, a demandé à la CRE d'établir, sur la base de ses orientations en matière de politique énergétique, un nouveau projet de décision relative aux tarifs des réseaux publics de distribution de l'électricité. La ministre souhaite en particulier une meilleure prise en compte des nouveaux usages liés à la transition énergétique et la pointe mobile locale, ainsi qu'un niveau de rémunération plus élevé permettant au GRD d'assurer ses missions et l'application de la méthode de détermination du tarif conforme au cadre légal introduit par la loi sur la transition énergétique. La CRE est donc appelée à délibérer de nouveau.

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et distribution, se reporter à la section 1.4.4.5 « Cadre régulatoire ».

Mécanismes de soutien à certaines filières de production

EDF est soumis à des obligations d'achat qui se traduisent par la conclusion de contrats avec les exploitants d'installations. Le dispositif de l'obligation d'achat, créé par la loi nº 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du Service Public de l'Électricité, se trouve modifié par la loi nº 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui en précise certains contours et crée une nouvelle forme de soutien en la forme d'un complément de rémunération. Le mécanisme de soutien à certaines filières de production résultant de la loi précitée du 17 août 2015 comporte désormais trois dispositifs distincts.

En premier lieu, le régime de l'obligation d'achat issu des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie. Ces articles prévoient qu'EDF (au même titre que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure, à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite par des filières technologiques dont les pouvoirs publics souhaitent soutenir le développement, soit parce qu'elles exploitent des sources d'énergies renouvelables, soit parce qu'elles présentent une efficacité énergétique particulière (cogénération). Les installations éligibles sont listées à l'article D. 314-15 du Code de l'énergie.

L'article R. 314-2 du Code de l'énergie prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF dans le cadre de contrats conclus sur la base de modèles indicatifs approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté des ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie.

En second lieu, le régime du complément de rémunération, institué par la loi nº 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est régi par les articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie. Le complément de rémunération est une prime versée aux producteurs en complément des revenus que ceux-ci tirent de la vente sur le marché de l'électricité qu'ils produisent, ainsi que de la cession de leurs garanties de capacité. À ce titre, EDF est tenu de conclure un contrat de complément de rémunération avec les producteurs éligibles qui en feront la demande et avec certains producteurs bénéficiant actuellement de l'obligation d'achat et qui souhaiteraient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération pour la durée restant à courir de leur contrat d'achat initial. Les installations éligibles au complément de rémunération sont listées à l'article D. 314-23 du Code de l'énergie.

Enfin, la procédure d'appel d'offres qui, en application des articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie, peut être initiée par le ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. EDF est ensuite tenu de conclure hors zones de desserte ELD avec le ou les candidats retenus un contrat d'achat d'électricité ou un contrat offrant un complément de rémunération (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où EDF « producteur » est lui-même retenu à l'issue de l'appel d'offres).

Les charges découlant, pour EDF et les ELD, des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération sont compensées par l'État et financées notamment par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. Pour 2016, le CAS est abondé par une fraction du produit de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), une fraction du produit de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), une fraction des produits de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). Pour 2017, le CAS n'est plus abondé que par une fraction de la TICC ainsi qu'une fraction de la TICPE.

1. *Ou leur Entreprise Locale de Distribution.*

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La compensation des Charges de Service Public de l'Électricité (CSPE)

L'article L. 121-6 du Code de l'énergie pose le principe d'une compensation intégrale par l'État des charges imputables aux missions de service public de production et de fourniture assignées à EDF et aux ELD.

En matière de production d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-7 du Code de l'énergie comprennent :

- les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus par EDF et les ELD à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que, d'autre part, des contrats de complément de rémunération conclus en application des articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie ;
- dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
  - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
  - les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- et, depuis la loi de finances rectificatives pour 2016, les coûts directement induits pour EDF et les ELD par la conclusion et la gestion des contrats d'achat, des contrats de complément de rémunération et des contrats passés après appels d'offres, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-8 du Code de l'énergie comprennent :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage, fixé par arrêté, de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée).

Enfin, conformément aux dispositions de l'article L. 121-8-1 du Code de l'énergie, la CSPE a pour objet de financer les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité au titre des appels d'offres qu'il peut initier si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le dispositif de compensation des charges de service public, régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, a fait l'objet d'une réforme en vigueur depuis le 1er janvier 2016, dans le cadre de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, visant à sécuriser le financement des charges de service public de l'énergie.

Le financement des charges de Service Public de l'Électricité (et de gaz) est désormais assuré entièrement comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE) ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables – (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général.

Les recettes de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE sera perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le montant de la CSPE a été fixé à 22,50 €/MWh à compter du 1er janvier 2016. Ce niveau a été maintenu pour 2017. Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh sont prévus.

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 précise les modalités de détermination des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, la procédure de détermination du montant des charges à compenser par opérateur, ainsi que les opérations de versement des compensations aux opérateurs qui supportent des charges.

La CRE constate, chaque année, le montant des charges imputables au titre de l'année précédente aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs, évalue, pour l'année suivante, le montant prévisionnel de ces mêmes charges et met à jour sa prévision de charges pour l'année en cours. Elle distingue dans ce cadre le montant des charges relevant du CAS « transition énergétique » de celles financées directement par le budget général.

La CRE adresse au ministre chargé de l'énergie, chaque année avant le 15 juillet, son évaluation du montant de ces charges.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (principalement éoliennes et photovoltaïques) bénéficiaires de l'obligation d'achat a conduit depuis plusieurs années à un alourdissement significatif des charges à compenser. Or depuis 2007, le montant de la CSPE réellement appliquée aux consommateurs n'a pas permis de couvrir ces charges, conduisant ainsi à la formation d'un déficit de compensation, supporté exclusivement par EDF et pesant sur l'endettement du Groupe. Il devenait ainsi nécessaire de concevoir un nouveau mécanisme qui soit équilibré (pas de formation d'un nouveau déficit structurel) et dont le financement ne repose pas exclusivement sur le seul consommateur d'électricité (l'électricité est de très loin l'énergie la moins carbonée et pourtant une situation fiscale déséquilibrée la pénalise dans la concurrence entre énergies, en contradiction avec les objectifs de la loi de « Transition énergétique » de réduction des émissions de CO_2).

EDF et les pouvoirs publics se sont accordés sur le remboursement de la créance constituée du déficit de compensation au 31 décembre 2015 pour un montant de 5 779,8 millions d'euros. Dans le cadre du nouveau mécanisme en vigueur depuis le 1er janvier 2016, cette créance devra être soldée d'ici le 31 décembre 2020, selon un échéancier de remboursement progressif fixé par arrêté en date du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016.

EDF a cédé, le 22 décembre, une quote-part (26,40 %) de cette créance à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession sans

recours s'élève à 1,542 milliard d'euros. La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'endettement financier net (EFN) à hauteur de 645 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle sera réinvestie au sein de ces actifs.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer annuellement, sous peine de sanction administrative, d'un montant de garanties de capacité en fonction de la consommation de ses clients en période de pointe. Les fournisseurs acquerront ces garanties de capacité auprès des exploitants de capacités de production ou d'effacement, lesquels devront préalablement faire certifier leurs capacités auprès du gestionnaire de réseau public de transport.

Ce mécanisme a pour objectif de :

- permettre le maintien ou le développement des capacités de production ou d'effacement permettant de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics ;
- améliorer la rémunération de ces capacités ;
- répartir la charge de cette sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble des fournisseurs.

Les « règles du mécanisme de capacité » proposées par RTE ont été approuvées par arrêté ministériel le 22 janvier 2015 après avis de la CRE.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a adapté le mécanisme de capacité aux petits acteurs en permettant aux ELD de transférer leurs obligations de capacité, non plus seulement à une autre ELD, mais également « *à tout autre fournisseur* » et en permettant aux fournisseurs d'électricité de transférer leurs obligations de capacité à un consommateur final ou à un gestionnaire de réseau public (article L. 335-5 du Code de l'énergie).

En outre, l'article L. 335-3 du Code de l'énergie instaure la possibilité pour tout exploitant de capacité de transférer à un tiers sa responsabilité relative aux écarts entre capacité effective et capacité certifiée et le paiement des pénalités afférentes à ces écarts.

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

Les révisions concernant le renforcement de la transparence et la surveillance du marché ont donné lieu à la publication de l'arrêté du 29 novembre 2016. Cela a permis l'entrée en vigueur du mécanisme au 1er janvier 2017 : la première enchère sur EPEX d'échanges de garanties de capacité a été organisée le 15 décembre 2016 et 22,6 GW de garanties de capacité y ont été échangées à un prix de 10 €/MW.

La mise en œuvre des engagements concernant la participation des capacités étrangères nécessite une révision du décret de 2012, pris en Conseil d'État après avis du Conseil supérieur de l'énergie, du Conseil national d'évaluation des normes, de la Commission de Régulation de l'Énergie et de l'Autorité de la concurrence. Le calendrier présenté par les autorités françaises à la Commission européenne repose donc sur une déclinaison dans le cadre réglementaire en 2018 pour une mise en œuvre effective pour l'année de livraison 2019.

Concernant l'introduction de contrats à long terme, les autorités françaises s'engagent à mettre en œuvre le dispositif pour une sélection des capacités en 2019 associée à une première participation effective des capacités sélectionnées pour l'année de livraison 2023. En outre, elles s'engagent à mettre en œuvre dès 2019 un dispositif transitoire de contrats pluriannuels, permettant de couvrir la période comprise entre 2020 et 2023. À titre d'exemple, cela voudrait dire qu'en 2019, un dispositif « pérenne » pour l'année de livraison 2023 serait lancé mais également un dispositif transitoire pour les années de livraison 2020, 2021 et 2022 (*cf.* considérant 138 de la décision de la CE du 8 novembre 2016).

Les effacements de consommation d'électricité

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le régime juridique des effacements et, notamment, les articles L. 271-1 et suivants du Code de l'énergie y afférents.

Ces dispositions modifient le régime juridique antérieur et prévoient notamment :

- la définition de l'effacement comme « *l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée* » ;
- la possibilité pour les consommateurs de valoriser chacun de leurs effacements, soit auprès de leur fournisseur dans le cadre d'une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement ;
- l'organisation par le Gouvernement d'appels d'offres si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (ce mécanisme remplace celui de la prime d'effacement) ;
- enfin, pour les effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, la loi prévoit que l'autorité administrative peut imposer que le paiement du versement au fournisseur soit réparti entre l'opérateur d'effacement et RTE.

Les modalités d'application de ces dispositions sont précisées par les articles R. 271-1 et suivants du Code de l'énergie et par les règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dites règles « NEBEF 3.0 ») approuvées par la CRE le 7 décembre 2016 et les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, dans leur version approuvée par une délibération de la CRE du 7 décembre 2016.

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, 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. Une fois publié le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH, la CRE proposera également le prix de l'ARENH. Par ailleurs, il lui appartient, depuis le 7 décembre 2015, 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 (sur lesquelles elle ne rendait jusque-là qu'un avis). La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

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) : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend également 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 sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 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.

1.5.4 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DU GAZ

1.5.4.1 Législation européenne

Ce sont les Directives n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la Directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En application de ces textes, les codes réseaux relatifs aux mécanismes d'allocation des capacités (CAM) et aux règles d'équilibrage *(balancing)* sont officiellement entrés en vigueur, respectivement les 1er novembre et 1er octobre 2015. Le premier impose que les capacités aux points d'interconnexion entre réseaux de transport soient commercialisées en groupant la capacité de sortie du premier réseau, avec la capacité d'entrée dans le second réseau et en vendant ces capacités d'interconnexion sous forme d'enchères. Le deuxième a pour objectif d'harmoniser les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport.

1.5.4.2 Législation française : Code de l'énergie

La Directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1er juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz. Cette tarification spéciale sera progressivement remplacée par le dispositif du « chèque énergie » (voir section 3.2.4.2 « Populations fragiles : les clients vulnérables »).

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à la condition qu'aucune offre de marché n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Les consommateurs finals non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an et bénéficiant encore des tarifs réglementés de vente de gaz naturel mentionnés à l'article L. 445-3 du Code de l'énergie ne sont plus éligibles à ces tarifs :

- pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2015.

L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a instauré une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'avaient pas souscrit au 31 décembre 2015 un nouveau contrat auprès du fournisseur de leur choix ont pu, afin de garantir la continuité de leur fourniture d'électricité, continuer à bénéficier d'un contrat avec leur fournisseur historique pendant une période transitoire maximale de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture n'était plus assurée (c'est-à-dire le 30 juin 2016). Durant cette période, les clients pouvaient résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. Le fournisseur avait l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme. L'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1er juillet 2016, un dispositif assurant la continuité de fourniture en gaz et en électricité : les clients qui, au 30 juin 2016, n'avaient pas souscrit une offre de marché sont réputés avoir accepté les conditions du nouveau contrat proposé par le fournisseur désigné, à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans sa délibération du 4 mai 2016. La CRE a organisé en novembre 2016 un nouvel appel d'offres pour les lots qui s'étaient avérés infructueux en mai 2016 et pour les sites consommateurs de gaz qui étaient nouvellement concernés. Cet appel d'offres a permis d'attribuer un lot gaz.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords

internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en offre de marché. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par Engie et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

L'article L. 421-4 du Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Les articles R. 421-1 à R. 421-2 du Code de l'énergie précisent le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au ministre de l'Économie et au ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la CRE un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher si des infractions au Code de l'énergie ont été commises (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

1.5.5 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

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 l'ensemble de cette législation, 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 et de plus en plus souvent de ressort départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, 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 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, et à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concession ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (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. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Conformément à l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et à son décret d'application n° 2016-86 du 1er février 2016, transposant en droit interne 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 peuvent être conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 1.4.4.2.2. (« Activités de distribution ») du présent document de référence.

1.5.6 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE NUCLÉAIRE, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

1.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « loi Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre des mesures en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé, de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (dite « loi Grenelle 2 »), dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF.

Participation du public en matière d'environnement

Le cadre général de la participation du public à l'élaboration des décisions réglementaires et individuelles des autorités publiques ayant une incidence sur l'environnement est fixé aux articles L. 120-1 et suivants du Code de l'environnement. Ces dispositions s'appliquent à défaut de dispositions spécifiques prévues par les législations particulières.

Ce cadre juridique a récemment évolué avec l'adoption de l'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées

à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement. Cette ordonnance, prise en application de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (dite « loi Macron »), (i) introduit un chapitre préalable dans le Code de l'environnement définissant les objectifs de la participation du public et les droits des participants, (ii) renforce la procédure de concertation en amont du processus décisionnel et (iii) modernise les procédures de concertation en aval.

Responsabilité environnementale (LRE)

La loi du 1er août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en eau

La Directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 fonde la politique communautaire dans le domaine de l'eau. Elle définit un cadre pour la gestion et la protection des eaux par grands bassins hydrographiques et fixe des objectifs pour la préservation et la restauration de l'état des eaux, notamment l'atteinte en 2015 du bon état écologique et/ou chimique des eaux.

En France, la directive a notamment été transposée par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui fixe des mesures visant à atteindre les objectifs de la directive. Ces derniers sont déterminés par bassins hydrographiques dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE). Toutes les activités d'EDF susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques doivent être compatibles avec les objectifs fixés dans les SDAGE.

La loi sur l'eau impose également une conciliation entre les différents usages de l'eau. La nécessaire gestion équilibrée et durable des ressources en eau a donc des incidences sur les titres d'exploitation des ouvrages hydroélectriques, mais également indirectement sur l'ensemble des activités d'EDF ayant une incidence sur les milieux aquatiques.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, au nombre desquels figure la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (SCAP) visant à placer sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, ainsi que la création d'une trame verte et bleue, outil d'aménagement du territoire instaurant des couloirs écologiques qui relient des territoires protégés dans le but de permettre les migrations de la flore et de la faune.

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue et le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (SRCE) qui la mettent en œuvre sont codifiés aux articles L. 371-1 à L. 371-6 et R. 371-16 à R. 371-35 du Code de l'environnement, complétés par les décrets nos 2012-1492 du 27 décembre 2012 et 2014-45 du 20 janvier 2014.

La loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages renforce la protection de la biodiversité. Parmi ses principales dispositions, la loi biodiversité intègre de nouveaux principes directeurs dans le Code de l'environnement (principe de non-régression du droit de l'environnement, principe de prévention et objectif de « zéro perte nette » de biodiversité). Elle crée de nouvelles institutions pour la protection de la biodiversité, dont l'Agence française pour la biodiversité (AFB). Enfin, elle introduit dans le Code civil un nouveau régime de réparation du préjudice écologique.

Autorisation environnementale unique et certificat de projet

Trois procédures expérimentales en matière environnementale, limitées dans le temps et à certaines régions, ont été instituées en application de la loi du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à simplifier et à sécuriser la vie des entreprises :

- d'une part, l'expérimentation relative au certificat de projet (instituée par l'ordonnance n° 2014-356 du 20 mars 2014, complétée par la loi Macron du 6 août 2015). Le certificat de projet est un instrument de sécurité juridique et de stabilisation du droit par lequel le préfet de département notifie un engagement à un porteur de projet sur les différentes procédures à respecter et les délais de délivrance des autorisations sollicitées ;
- d'autre part, les expérimentations portant sur un régime d'autorisation unique applicable aux projets soumis à autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (instituée par l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014, complétée par la loi Macron et la loi du 17 août 2015) et aux projets soumis à autorisation au titre de la loi sur l'eau (instituée par l'ordonnance n° 2014-619 du 12 juin 2014, complétée par loi du 17 août 2015). Le régime d'autorisation unique permet une instruction coordonnée des demandes d'autorisation et la délivrance en un acte unique, pour un même projet, de l'ensemble des décisions relevant de l'État (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »).

L'ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 et les décrets nos 2017-81 et 2017-82 du 26 janvier 2017 relatifs à l'autorisation environnementale ont été publiés au *Journal officiel* le 27 janvier 2017. L'ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 sur l'autorisation environnementale a pour objectif de pérenniser les expérimentations de regroupement des procédures d'autorisation mises en place depuis mars 2014. Elle inscrit de manière définitive dans le Code de l'environnement un dispositif d'autorisation environnementale unique. La procédure d'autorisation unique est susceptible de s'appliquer aux projets d'EDF.

Lanceurs d'alerte

Le Parlement a adopté définitivement le 8 novembre 2016 le projet de loi relatif à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et la proposition de loi organique relative à la compétence du Défenseur des droits pour l'orientation et la protection des lanceurs d'alerte.

La loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 intègre un dispositif de protection des lanceurs d'alerte, définis comme les personnes physiques qui révèlent ou signalent, de manière désintéressée et de bonne foi, un crime ou un délit, une violation grave et manifeste d'une obligation prévue par la loi ou le règlement, ou une menace ou un préjudice graves pour l'intérêt général. Les dispositions introduites par la loi visent à protéger les lanceurs d'alerte d'éventuelles poursuites pénales ou disciplinaires et prévoient, dans le cadre des entreprises, un dispositif de signalement interne des alertes.

Action de groupe en matière environnementale

La loi n° 2016-1547 du 18 novembre 2016 de modernisation de la justice du XXIe siècle a créé un droit commun de l'action de groupe, en y intégrant une action de groupe en matière environnementale, inscrite à l'article L. 142-3-1 du Code de l'environnement.

Elle permettra à plusieurs personnes placées dans une situation similaire subissant un dommage d'introduire une action collective devant le juge judiciaire visant à faire cesser un manquement et à faire réparer les « *préjudices corporels et matériels résultant du dommage causé à l'environnement* ». L'action de groupe environnementale pourra être engagée par l'intermédiaire soit des associations de protection de l'environnement agréées en application de l'article L. 141-1 du Code de l'environnement, soit d'associations, agréées dans des conditions définies par décret en Conseil d'État, dont l'objet statutaire comporte la défense des victimes de dommages corporels ou la défense des intérêts économiques de leurs membres.

Obligation de *reporting* social et environnemental des entreprises (RSE)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé, ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros, de communiquer dans leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du Développement durable (*reporting* RSE).

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte complète la liste des informations environnementales figurant à l'article L. 225-102-1 précité en imposant aux entreprises de rendre public, à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2016, les informations sur les conséquences sur le changement climatique de leurs activités et de l'usage des biens et services qu'elles produisent. Le décret n° 2016-1138 du 19 août 2016 relatif aux informations environnementales figurant dans le rapport de gestion des entreprises précise que le rapport RSE annexé au rapport de gestion annuel des grandes entreprises doit rendre compte des émissions significatives de gaz à effet de serre générées du fait de l'activité de l'entreprise sur l'ensemble de la chaîne de valeur, c'est-à-dire en tenant compte de son activité propre mais aussi des intrants qui lui sont nécessaires et de l'usage des biens et services produits.

La loi du 8 août 2016 relative au travail, à la modernisation du dialogue social et à la sécurisation des parcours professionnels a ajouté, à la liste des informations à communiquer, les 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.

EDF et certaines de ses filiales sont concernés par cette obligation de *reporting*.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Un arrêté du 13 mai 2013 détermine, en outre, les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission. La vérification par cet organisme donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes (voir section 3.1 « Introduction »).

Au niveau européen, la Directive n° 2014/95/UE du 22 octobre 2014 qui vise à améliorer la transparence en matière d'informations non financières entre États membres impose aux grandes entreprises d'établir une déclaration non financière comprenant des informatives relatives « *aux questions environnementales, aux questions sociales et de personnel, de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption* ». Elle impose également à ces entreprises de fournir une « *description de la politique de diversité appliquée à leurs organes d'administration, de gestion et de surveillance* ». Cette directive doit être transposée en France avant le 6 décembre 2016. L'article 216 de la loi n° 2017-86 du 27 janvier 2017 relative à l'égalité et à la citoyenneté, publiée au *Journal officiel* le 28 janvier, autorise ainsi le Gouvernement à prendre par ordonnance, dans un délai de six mois à compter de la promulgation de la loi, les dispositions relevant du domaine de la loi nécessaires à la transposition de la Directive n° 2014/95/UE.

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La Directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif.

En vertu du décret n° 2013-301 du 10 avril 2013, EDF doit procéder à l'élimination et à la décontamination des appareils pollués à des taux compris entre 50 et 500 ppm, avec la possibilité en tant que détenteur de plus de 150 appareils de bénéficier d'un « plan particulier », approuvé par arrêté du ministre chargé de l'environnement. Ce plan doit prévoir au minimum la décontamination ou l'élimination de la moitié des appareils avant le 1er janvier 2020 et de tous les appareils avant le 31 décembre 2025. Le contenu du dossier de demande de plan particulier a été fixé par un arrêté du 28 octobre 2013. Les plans particuliers d'élimination de RTE et d'Enedis ont été approuvés par deux arrêtés du 14 avril et du 3 juillet 2014.

Le décret du 10 avril 2013 fixe également de nouvelles obligations en matière de caractérisation, d'étiquetage, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm^3. Les modalités de mise en œuvre de ces obligations ont été précisées par deux arrêtés du 7 janvier et du 14 janvier 2014.

Gaz à effet de serre (GES)

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la Directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la Directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« Directive ETS »).

En France, cette Directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la Directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) a débuté le 1er janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) et par les décrets nos 2012-1343 du 3 décembre 2012 et 2014-220 du 25 février 2014. Depuis le 1er janvier 2013, la règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas.

Afin de soutenir le prix des quotas de GES sur le marché européen, le Parlement européen et le Conseil ont créé, par une décision n° 2015/1814 du 6 octobre 2015, un mécanisme de « réserve de stabilité » qui permet de retirer du marché les quotas excédentaires. Ce mécanisme entrera en vigueur au 1er janvier 2019.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-46 et suivants du Code de l'environnement (modifiés respectivement par l'ordonnance n° 2015-1737 et le décret n° 2015-1738 du 24 décembre 2015), les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre et une synthèse des actions envisagées pour les réduire. L'article R. 229-46, tel que modifié par le décret du 24 décembre 2015 précité, précise que « *les groupes définis à l'article L. 2331-1 du Code du travail peuvent établir un bilan des émissions de gaz à effet de serre consolidé pour l'ensemble de leurs entreprises ayant le même code de nomenclature des activités françaises de niveau 2* » et employant plus de 500 personnes.

Ce bilan est public et mis à jour tous les quatre ans. Le premier bilan d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

Le manquement à l'établissement ou à la transmission du bilan peut donner lieu à une amende administrative dont le montant ne peut dépasser 1 500 euros.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une Directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette Directive, dont le délai de transposition expirait le 5 juin 2014, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la Directive renforce les dispositions de la législation européenne portant sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC).

La Directive du 25 octobre 2012 comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La Directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

Les articles L. 233-1 et suivants du Code de l'énergie (issus de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 qui a transposé en droit interne l'article 8-4 de la Directive) imposent aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées, le périmètre de l'audit ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques sont fixés aux articles R. 233-1 et R. 233-2 et D. 233-3 à D. 233-9 du Code de l'énergie, complétés par l'arrêté du 24 novembre 2014 relatif aux modalités d'application de l'audit énergétique. Les entreprises qui mettent en œuvre un système de *management* de l'énergie certifié conforme à la norme ISO 50001 sont, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Conformément à la réglementation, EDF a transmis le 4 décembre 2015 la synthèse de son rapport d'audit au préfet d'Île-de-France.

Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. 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, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais d'un Registre national des certificats.

Pour la deuxième période du dispositif, allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché était de 345 TWhc, contre 54 TWhc pour la première période. Pour assurer la continuité du dispositif, et dans l'attente du démarrage de la troisième période, la deuxième période a été prolongée d'un an, du 1er janvier au 31 décembre 2014, par un décret du 20 décembre 2013.

La troisième période a débuté le 1er janvier 2015 et s'achèvera le 31 décembre 2017. L'objectif d'économies d'énergie de la troisième période est fixé à 700 TWhc (soit 233,4 TWhc/an). Le décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés d'application publiés en décembre 2014 déterminent les conditions et les modalités de délivrance des CEE pour cette nouvelle période.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie le dispositif des CEE pour la troisième période en ajoutant à l'obligation déjà prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2015-1825 du 30 décembre 2015 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés ministériels du même jour précisent les modalités de réalisation des obligations d'économies d'énergie spécifiques au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le niveau de cette obligation spécifique à la charge des fournisseurs d'énergie est fixé à 150 TWhc pour les années 2016-2017.

En outre, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une quatrième période à compter du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020. Un projet de décret, examiné en Conseil supérieur de l'énergie le 29 novembre 2016 et dont la publication est attendue au premier trimestre 2017, précisera le montant de l'obligation d'économies d'énergie pour cette prochaine période. La quatrième période du dispositif prévoit une obligation de 1 200 TWhc, à laquelle s'ajoute une obligation de 400 TWhc supplémentaires à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

Ce niveau d'obligation est en augmentation très sensible par rapport aux niveaux de la troisième période : de 71 % pour les CEE classiques et de 167 % pour les CEE précarité ; cette augmentation est d'autant plus notable que ce dispositif, notamment s'agissant des CEE précarité, est effectif depuis le 1er janvier 2016 seulement et n'a pas encore fait la preuve de sa pleine efficacité.

Sites naturels inscrits et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est soumis à la réglementation relative aux sites classés et inscrits fixée aux articles L. 341-1 à L. 341-22 et R. 341-1 à R. 341-31 du Code de l'environnement.

Cette réglementation a pour but d'assurer la préservation des monuments naturels et des sites dont la conservation présente d'un point de vue paysager, artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque, un intérêt général. Le classement, réservé aux sites les plus remarquables, correspond à une protection forte, tandis que l'inscription, qui fixe un cadre moins contraignant, est proposée pour les sites moins sensibles.

Le Code de l'environnement impose sur le territoire d'un site classé l'enfouissement des réseaux électriques lors de la création de lignes électriques nouvelles. L'inscription et le classement peuvent également avoir des incidences sur l'exploitation quotidienne des ouvrages (prise en compte de la co-visibilité ; obligation de recueillir l'avis de l'architecte des Bâtiments de France…).

La protection de l'environnement par le droit pénal

La Directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments et, le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes soumises à la réglementation sur les ICPE et aux installations nucléaires de base (INB). EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1er janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

La loi n° 2015-136 du 9 février 2015 relative à la sobriété, à la transparence, à l'information et à la concertation en matière d'exposition aux ondes introduit une obligation d'information à la charge des personnes qui installent des équipements émetteurs de champs électromagnétiques dans les locaux à usage d'habitation. Cette obligation est susceptible de concerner certaines entités du groupe EDF.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1er juin 2007, s'applique à EDF en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. En mai 2013, EDF a enregistré la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, le règlement « biocides » n° 528/2012 du 22 mai 2012 prévoit une procédure nouvelle, avec un champ d'application élargi, d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides générés *in situ*. Dans ce nouveau contexte, EDF est concerné en tant que fabricant et utilisateur de monochloramine et d'hypochlorite de sodium. Des demandes d'autorisation seront constituées et déposées dans le cadre de cette réglementation biocides.

Santé et environnement

La loi n° 2013-316 du 16 avril 2013 relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte consacre la reconnaissance d'un droit d'alerte en matière de santé publique et d'environnement au sein des entreprises et fixe les modalités d'exercice de ce droit. Elle institue également un régime de protection à l'égard des lanceurs d'alerte et crée la Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé publique et d'environnement (CNDASE). Plusieurs décrets précisent les modalités de mise en œuvre de ce dispositif (décret n° 2014-324 du 11 mars 2014, décrets nos 2014-1629 et 2014-1628 du 26 décembre 2014).

1.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

1.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Installations concernées et principales obligations

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont assujetties, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement ») ou d'autorisation.

La réglementation relative aux ICPE impose, 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. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée à l'égard de certaines ICPE soumises à autorisation (parmi lesquelles les installations Seveso) et à enregistrement. Les garanties financières, dont l'assiette et le montant varient selon les installations, sont destinées à sécuriser le financement des mesures prises en cas d'accident avant ou après la fermeture, et des opérations de surveillance, de mise en sécurité et de remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnisations dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice en lien avec l'activité exercée.

La liste des ICPE concernées par l'obligation de constituer ces garanties et les modalités de calcul et de constitution des garanties financières sont fixées par des arrêtés du 31 mai (modifié par un arrêté du 12 février 2015) et du 31 juillet 2012. Un arrêté du 5 février 2014 encadre la constitution de garanties par l'intermédiaire d'un fonds de garantie privé. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce dispositif. Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 relève le seuil d'exigibilité des garanties de 75 000 à 100 000 euros (article R. 516-1 du Code de l'environnement). Il prévoit également la constitution de garanties financières additionnelles par consignation à la Caisse des Dépôts, ainsi que la modification des modalités d'appel des garanties, en permettant notamment leur mobilisation dès l'ouverture d'une procédure de liquidation judiciaire.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises depuis le 1er juin 2015 aux dispositions de la Directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), qui a remplacé la Directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 »). L'entrée en vigueur de la Directive Seveso 3 a eu pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso l'utilisation de substances dangereuses (issues du règlement CLP du 16 décembre 2008) qui n'étaient pas couvertes par la Directive Seveso 2.

La Directive Seveso 3 prévoit, en outre, des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. Elle introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 a procédé à la transposition en droit français de la partie législative de la Directive en créant notamment dans le Code de l'environnement (articles L. 515-15 et suivants) une section propre aux établissements classés Seveso. Ces dispositions, complétées par deux décrets n^{os} 2014-285 et 2014-284 du 3 mars 2014 et par un arrêté du 26 mai 2014, sont entrées en vigueur le 1er juin 2015.

Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 a modifié les modalités de constitution des garanties financières applicables aux ICPE « Seveso », en permettant notamment à l'exploitant de plusieurs installations de mutualiser ces garanties. Un arrêté doit venir fixer les modalités de constitutions des garanties financières ainsi que la méthodologie de calcul des garanties mutualisées.

Installations soumises à la Directive IED

La Directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants, dont les Directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc.

Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables sont fonction de la puissance thermique nominale des installations de combustion et du combustible utilisé. Cette Directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la Directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

Le décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 a procédé à une transposition partielle des dispositions de la Directive IED relatives à l'état des sols. Son article premier, codifié à l'article R. 512-4 du Code de l'environnement, précise qu'un état intermédiaire des sols sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution des mesures devront être proposées par l'exploitant. Un autre décret n° 2013-374 du 2 mai 2013 a complété cette transposition en introduisant dans le Code de l'environnement, aux articles R. 515-58 à R. 515-84, des dispositions dédiées aux installations relevant de la Directive IED. Ces dispositions s'appliquent aux centrales thermiques à flamme dans les conditions fixées notamment par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

1.5.6.2.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est soumis en France notamment à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), codifiée dans le Code de l'environnement, à ses textes d'application et notamment le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié en dernier lieu par le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'à la sous-traitance et à l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (« arrêté INB »). Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (INB). La loi a été modifiée par une ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire qui vient notamment transposer les Directives 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant les Directives 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires et 2011/70 du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Elle porte également sur les pouvoirs de sanction de l'ASN.

La loi TSN a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), une autorité administrative indépendante, les ministres chargés de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La création d'une INB est autorisée, après débat public et enquête publique, par un décret, pris après avis de l'ASN et sur rapport des ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. La demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (RPS), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (EMR). Le décret d'autorisation de création fixe le délai dans lequel l'installation devra être mise en service et la périodicité des réexamens périodiques si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service (correspondant, pour un réacteur, au chargement du combustible dans le cœur du réacteur) est délivrée par l'ASN, après une consultation du public. À ce titre, l'exploitant transmet la mise à jour du référentiel de sûreté ainsi qu'un plan d'urgence interne (PUI) qui précise les mesures d'organisation et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Le réexamen périodique permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées, sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, qui sont soumises à homologation ministérielle en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou des incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté nucléaire et le contrôle des installations nucléaires de base

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation générale relative aux installations nucléaires de base issue du Code de l'environnement. La priorité doit être accordée à la protection des intérêts mentionnés par la loi (sécurité, santé et salubrité publiques et protection de la nature et de l'environnement) par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au regard de la sûreté nucléaire, comme précisé par l'arrêté INB. La sûreté nucléaire se définit, en effet, comme l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des INB ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, à l'exception de ceux ayant trait à la médecine du travail. Ces décisions sont soumises à l'homologation des ministres concernés. Depuis la parution de l'arrêté INB précité, sur la trentaine de décisions annoncées ou en cours d'élaboration, une quinzaine de décisions a déjà été publiée et homologuée ; d'autres sont en cours d'élaboration.

Les dispositions du Code de l'environnement portant sur les INB mettent également en place des mécanismes d'information des autorités. À ce titre, tout incident ou accident, survenu du fait du fonctionnement d'une INB qui est de nature à porter une atteinte significative à la santé de la population ou à l'environnement, doit être déclaré sans délai par l'exploitant à l'ASN et à l'autorité administrative. De plus, les outils en faveur de l'information du public ont été renforcés, avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) ou la

possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

En outre, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

À noter par ailleurs qu'en juillet 2014, le Conseil des ministres de l'Union européenne a adopté la Directive 2014/87/Euratom du 8 juillet 2014 modifiant la Directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires.

Le dispositif légal exposé ci-dessus en matière de sûreté nucléaire et de contrôle a été complété par certaines dispositions de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire.

En particulier, le rôle des commissions locales d'information (CLI) a été renforcé : auto-saisine sur tout sujet relevant de ses missions, consultation en cas de modification du plan particulier d'intervention, visite d'INB à la demande du Président de la CLI en cas d'événement supérieur ou égal à 1 sur l'échelle INES, etc. Par ailleurs, le pouvoir de sanction de l'ASN a été renforcé avec notamment la création, au sein de l'ASN, d'une Commission des sanctions composée de conseillers d'État et de conseillers à la Cour de cassation.

Le démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est autorisé par décret du Premier ministre, pris après enquête publique et après avis de l'ASN. Ce décret précise les étapes du démantèlement, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement qui permet, après décision de l'ASN soumise à homologation, de sortir l'installation du régime des INB. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sa disposition codifiée à l'article L. 593-25 du Code de l'environnement, a élevé au rang législatif le principe mis en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF selon lequel le démantèlement doit intervenir 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 à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement. Par ailleurs, la loi précitée introduit une étape administrative supplémentaire consistant pour l'exploitant à devoir, au moins deux ans avant la date d'arrêt prévue, effectuer une déclaration d'arrêt de son installation.

Le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'à la sous-traitance est venu modifier le décret du 2 novembre 2007, dit « décret Procédures », pour mettre en œuvre des dispositions issues de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sur le contenu des dossiers de déclaration d'arrêt et de demande de démantèlement.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, codifiées aux articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La Directive n° 2011/70/Euratom, transposée par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire, constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et la plus durable pour la gestion des déchets de Haute Activité à Vie Longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base du volontariat.

Le financement des activités de déconstruction et de gestion des déchets radioactifs

La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, codifiées aux articles L. 594-1 et suivants. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

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 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. 1333-8 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 et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv sur douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La Directive n° 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013, qui fixe les nouvelles « normes de base », abroge la Directive n° 96/29 du 13 mai 1996. Cette directive devra être transposée avant le 6 février 2018. L'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 précitée procède à cette transposition. L'entrée en vigueur de ses dispositions est conditionnée à la publication de décrets (en cours de consultation du public et des organismes dont l'avis est requis) réformant le Code de la santé publique et le Code du travail et, à défaut, au plus tard le 1er juillet 2017.

La responsabilité civile des exploitants 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. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni (voir également section 2.5.6 « Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »).

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité qui présente des caractéristiques spécifiques. La responsabilité pour les dommages nucléaires aux personnes et aux biens est objective (même en l'absence de faute) et limitée en montant et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement.

En France, le montant de responsabilité de l'exploitant était limité à 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Ces montants ont été augmentés respectivement à 700 millions d'euros et 70 millions d'euros le 18 février 2016 lors de l'entrée en vigueur de l'article 130 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte mentionnée ci-dessous.

Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros.

La convention prévoit 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. Le ministre chargé de l'économie contrôle le respect par les exploitants français de cette obligation. EDF est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 2.5 « Assurances »).

Des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont toujours pas en vigueur. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation nettement plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. La responsabilité de l'exploitant sera ainsi égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. 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 passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte 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 nouvelles dispositions ne seront toutefois applicables qu'à compter de la date d'entrée en vigueur du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifiée. La France a adopté une loi de ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants.

Par ailleurs, le 30 avril 2014, la France a déposé son instrument de ratification du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris, qui est ainsi entré en vigueur pour la France le 30 juillet 2014. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention.

Protection des installations abritant des matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011, relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation, est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par six zones (zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne…). Modifié par un arrêté du 15 septembre 2015, il permet désormais la mise en place de dispositifs de protection dangereux si l'évaluation des modalités de l'étude de sécurité prévue à l'article R. 1333-4 du Code de la défense révèle que les moyens mis en œuvre pour répondre aux objectifs de sécurité apparaissent insuffisants.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

La loi n° 2015-588 du 2 juin 2015 relative au renforcement de la protection des installations civiles abritant des matières nucléaires, codifiée dans le Code de la défense, crée un dispositif pénal spécifique au délit d'intrusion dans ces installations. Pour la mise en œuvre de ce dispositif, le décret n° 2015-1255

du 8 octobre 2015 crée des zones nucléaires à accès réglementé (ZNAR) qui doivent être délimitées au sein de chaque installation. L'intrusion dans les ZNAR constitue un délit pénal puni d'un an d'emprisonnement et de 15 000 euros d'amende, avec une échelle de peine plus sévère en cas de circonstances aggravantes (trois ans de prison et 45 000 euros d'amende notamment lorsque l'infraction est commise en réunion et sept ans de prison et 100 000 euros d'amende notamment lorsqu'elle est commise avec l'usage ou la menace d'une arme). L'ensemble des arrêtés délimitant les ZNAR pour chacun des CNPE a été publié.

1.5.6.2.3 Réglementation applicable à la production thermique

Les activités de production thermique (THF) du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la Directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (Directive NEC) et de la Directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (Directive GIC), celle-ci étant abrogée et remplacée depuis le 1er janvier 2016 par la Directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (Directive IED). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 30 juillet 2003 relatif aux chaudières présentes dans les installations existantes de combustion d'une puissance supérieure à 20 MWth, lequel a été abrogé et remplacé à compter du 1er janvier 2016 par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931.

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air étaient possibles jusqu'au 31 décembre 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la Directive IED précitée qui s'appliquent, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Deux arrêtés du 26 août 2013, entrés en vigueur le 1er janvier 2014, rassemblent l'ensemble des dispositions applicables aux installations de combustion et précisent les conditions permettant à ces installations de déroger aux valeurs limites d'émission.

Les activités de production thermique sont également soumises aux dispositions de la directive Seveso 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »).

La directive n° 2015/2193/UE du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes devra être transposée au plus tard le 19 décembre 2017. Elle établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières en provenance des installations de combustion moyennes et à réduire les émissions atmosphériques et les risques que celles-ci sont susceptibles de présenter pour la santé humaine et l'environnement. Les installations concernées sont les installations de combustion d'une puissance thermique nominale égale ou supérieure à 1 MW et inférieure à 50 MW, quel que soit le type de combustible qu'elles utilisent.

1.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques 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) (voir section 1.4.1.4.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » concernant les concessions hydrauliques).

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, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Jusqu'au 1er avril 2016, la procédure de mise en concurrence des concessions hydroélectriques demeurait régie par le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994, codifié au livre V de la partie réglementaire du Code de l'énergie (*cf.* décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie). Ce décret, tel qu'il a été modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, inscrivait les concessions dans le régime juridique des délégations de service public défini par la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993, dite « loi Sapin », étant précisé que l'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant avait été supprimé par la loi sur l'eau n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 du fait de sa non-compatibilité avec le droit européen.

Pour toutes les procédures initiées à compter du 1er avril 2016, l'attribution des concessions hydroélectriques est à présent régie par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 et par son décret d'application n° 2016-86 du 1er février 2016 relatif aux contrats de concession. Ces textes sont venus abroger, afin de les moderniser et de les mettre en adéquation avec le droit européen (Directive n° 2014/23/UE du 26 février 2014 sur l'attribution des concessions), les dispositions précitées de la loi Sapin.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue compléter le cadre juridique applicable aux concessions hydroélectriques en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés », en fixant une nouvelle date d'échéance commune à l'ensemble des concessions concernées (articles L. 521-16-1 et L. 521-16-2 du Code de l'énergie) ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydroélectriques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum (articles L. 521-18 et suivants du Code de l'énergie) ;
- de prolonger certaines concessions en contrepartie d'investissements de la part des exploitants lorsque ces investissements sont nécessaires pour atteindre les objectifs de la politique énergétique nationale (article L. 521-16-3 du Code de l'énergie).

Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique a pour objet de mettre en œuvre les dispositions de la loi précitée du 17 août 2015 et de moderniser le cadre réglementaire des concessions hydroélectriques (notamment en précisant sur certains points la procédure d'attribution des concessions et en approuvant un nouveau cahier des charges type).

Un ensemble de textes complète ce dispositif, concernant l'exécution des contrats de concession d'énergie hydraulique : on peut notamment citer l'ordonnance n° 2016-518 du 28 avril 2016 portant diverses modifications du livre V du Code de l'énergie, qui a pour objet de renforcer le contrôle administratif des installations hydroélectriques et de clarifier certaines règles dans la perspective du renouvellement de leur titre d'exploitation, le décret du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération, susceptible de concerner certaines installations hydroélectriques, les ordonnances du 3 août 2016 relatives à l'évaluation environnementale des projets et aux procédures d'information et de participation du public, ou encore la loi du 7 octobre 2016 pour une République numérique.

Redevance annuelle

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 du Code de l'énergie, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. Un plafond est fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. L'article 69 de la loi n° 2015-1785 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016 a expressément confirmé que cette nouvelle redevance est exclusive de l'application des redevances prévues par l'article L. 523-1 du même Code, qui s'appliquent aux concessions renouvelées avant 2006.

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 hydrauliques 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 (notamment la réalisation et la mise à jour d'études de danger – voir section 1.4.1.4.1.2 « La sûreté hydraulique »). Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique précité comporte des dispositions destinées à unifier la réglementation, quel que soit le régime juridique de l'ouvrage.

1.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat (dit « Paquet Énergie-Climat 2020 ») a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie. Le « Paquet Énergie-Climat 2030 », adopté le 24 octobre 2014, fixe de nouveaux objectifs pour 2030 : 40 % de réduction des émissions de GES par rapport à 1990, 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et une amélioration de 27 % des économies d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Énergie-Climat 2020 est la Directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « Directive EnR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et de son PIB, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la Directive EnR précitée, la France a élaboré son plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce plan fixe, conformément à la Directive EnR, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit, en outre, un objectif à l'horizon 2030 de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie. Par ailleurs, la même loi prévoit que le plan national sera remplacé par le volet de la PPE portant sur le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Pour atteindre les objectifs de la Directive EnR, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Au 1er mai 2014, toutes les régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER), dont les articles D. 321-10 à D. 321-21 et D. 342-22 à D. 342-25 du Code de l'énergie précisent le contenu, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la Directive EnR, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées aux articles R. 314-24 à R. 314-41 du Code de l'énergie. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions dérogatoires favorables au développement des énergies marines, lesquelles ont été renforcées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En complément, l'article 18 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises habilite le Gouvernement à créer un régime d'autorisation unique dédié aux installations de production d'énergie renouvelable en mer situées sur le domaine public maritime et aux ouvrages de raccordement de ces installations. Par ailleurs, le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 simplifie les procédures juridiques applicables aux projets d'énergies renouvelables en mer qui sont lauréats d'appels d'offres.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte institue au bénéfice des « *installations de production d'énergie d'origine renouvelable* » un délai de recours dérogatoire de quatre mois pour contester une autorisation, à compter respectivement soit de la publication de l'autorisation, soit de sa notification.

1.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ») au titre de la rubrique 2980 « *Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs* ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie les règles relatives à la distance d'éloignement entre les éoliennes et les habitations : la distance minimale de 500 mètres est maintenue mais elle pourra être étendue au regard de l'étude d'impact contenue dans le dossier de demande d'autorisation. Elle institue également, à l'article L. 146-4 I du Code de l'urbanisme, des dispositions visant à faciliter l'implantation d'éoliennes terrestres dans les communes concernées par la loi « littoral ». Un décret doit en outre venir préciser les règles d'implantation des éoliennes vis-à-vis des installations et secteurs militaires, des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

1.5.6.2.7 Réglementation applicable aux marchés publics

Les directives n° 2014/24/UE sur la passation des marchés publics et n° 2014/25/UE relative à la passation des marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, à laquelle EDF est soumise en tant qu'acheteur, ont été transposées en droit interne par :

- l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics qui a procédé à une unification des différentes procédures de mise en concurrence existantes jusqu'à présent dans le Code des marchés publics et l'ordonnance du 6 juin 2005 n° 2005-649 ;
- le décret n° 2016-260 du 25 mars 2016 d'application de l'ordonnance du 23 juillet 2015.

Ces textes sont entrés en vigueur le 1er avril 2016.

1.5.7 RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

Inspiré des règles issues de la Directive « Abus de marché » n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »), 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. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

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 de l'information privilégiée, 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 transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'inscrire 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.

1.6 Recherche et développement, brevets et licences

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces défis concernent en particulier :

- les ressources fossiles et le réchauffement climatique, qui implique des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- les usages de l'eau et la gestion de l'environnement ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;
- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui offre de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs, collectivités, qui deviennent aussi producteurs, et souhaitent mieux consommer et vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, qui assurent une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique…), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique avec les *smart grids* et les tarifs ;
- préparer les systèmes électriques de demain, en optimisant la durée de vie des infrastructures de réseaux et en accompagnant l'adaptation du système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les scénarios économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids* ;
- consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés : un des enjeux majeurs de la transition est d'assurer la coexistence performante de moyens de production traditionnels, en particulier en améliorant encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel ainsi que sa durée de fonctionnement, avec le développement des nouvelles énergies renouvelables en améliorant leur performance et leur intégration dans les systèmes énergétiques.

En complément de son programme global d'activités, la R&D a mis en évidence quatre programmes de recherche de type « rupture – préparation de l'avenir ». Il s'agit :

- des systèmes et services énergétiques locaux, avec la mise au point industrielle d'outils techniques de planification urbaine et la définition des modalités d'intégration optimale des systèmes énergétiques locaux dans le cadre d'un système d'ensemble national ;
- du numérique dans la relation client, pour proposer des services innovants et dans notre industrie, pour améliorer le *monitoring* de nos installations et la prévisibilité de la maintenance ;
- du stockage, du photovoltaïque et de la mobilité électrique ;
- des *small modular reactors* : des réacteurs de petite taille qui pourraient répondre notamment au marché des territoires isolés ou à faible réseau de transport.

1.6.1 ORGANISATION DE LA R&D ET CHIFFRES CLÉS

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre les métiers du Groupe.

En 2016, le montant global du budget de recherche et développement du Groupe s'est élevé à 662 millions d'euros, dont 572 millions d'euros pour le budget d'EDF R&D. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ deux tiers du budget est alloué à des programmes construits annuellement et contractualisés avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Le tiers restant est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 19 % de ce budget a été consacré en 2016 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche 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 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.

La R&D d'EDF compte 2 029 collaborateurs (soit 2009 ETP) en France de 27 nationalités dont 83,19 % de cadres, 31,3 % de femmes, ainsi que 134 doctorants et 55 alternants. 104 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Au niveau Groupe, incluant Edison et EDF Energy, ce nombre de collaborateurs est de 2 255 (soit 2 233 ETP).

La R&D d'EDF qui a embauché en 2016, 63 personnes a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. Ainsi, en 2016, le solde de mobilité s'élève à - 98 personnes.

La Direction R&D est composée de 15 épartements techniques. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, management d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de transfert de technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Certaines formations de l'ITech sont ouvertes aux entreprises extérieures. ITech dispose d'un catalogue de formations de 123 formations dont 23 sont ouvertes à des professionnels externes en 2016, qui est actualisé chaque année. Les recettes réalisées par ITech en 2016 s'élèvent à 170 000 euros ; l'offre est également intégrée dans les Académies des Métiers (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

La R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites. Trois sont situés en France en région parisienne, sept sont à l'international : Allemagne, Royaume-Uni, Pologne, Chine, États-Unis, Singapour et Italie. Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent respectivement 489 et 584 personnes. Le nouveau centre EDF Lab de Paris Saclay compte près de 956 personnes. Près de 230 chercheurs travaillent hors de France, dont une trentaine d'expatriés.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF, anciennement à Clamart, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. Ce centre a été inauguré en 2016 avec l'arrivée, dès le mois de mars, des salariés précédemment basés à Clamart. Par cette nouvelle implantation destinée à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse et des stagiaires, EDF donne une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Un nouveau centre de formation d'EDF, situé à proximité immédiate du centre de R&D, a ouvert ses portes en septembre 2016. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation forme l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

Dans ce cadre, un accord est entré en vigueur au 1er juillet 2014 après la signature de la Direction d'EDF R&D et de l'ensemble des organisations syndicales représentatives de la R&D. Cet accord, fruit d'un dialogue social nourri entre les parties prenantes, définit les mesures d'accompagnement destinées aux salariés d'EDF de Clamart qui ont emménagé dans le nouveau centre en 2016.

Par ailleurs, plusieurs partenariats ont déjà été contractualisés avec des établissements de l'Université Paris-Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech sur l'internet des objets et la cyber-sécurité (SEIDO) pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques…), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité…) ;
- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et la simulation des *smart grids* avec CentraleSupélec ;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, CentraleSupélec, l'École normale supérieure de Paris Saclay et le CNRS ;
- le programme Gaspard-Monge pour l'optimisation et la recherche opérationnelle (PGMO), abrité par la Fondation mathématique Jacques-Hadamard, mis en place grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF ;
- l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (IMSIA), qui associe, depuis juin 2015, l'ENSTA aux côtés d'EDF, du CNRS et du CEA Saclay ;
- le laboratoire commun Finance et Marchés de l'Énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique ;
- l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), institut pour la transition énergétique dédié aux développements de ruptures technologiques sur le photovoltaïque regroupe EDF, TOTAL, Air Liquide, Riber, Jobin Yvon, le CNRS et l'École polytechnique dans un partenariat qui a le soutien de l'État dans le cadre du financement des ITE par le Grand Emprunt (CGI).

Les sites de la R&D abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (ex-Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables, LaMSID) et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), ainsi qu'un centre international de R&D : le *Materials Aging Institute* (MAI).

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Il développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. Sa capacité actuelle s'élève à 1 800 téraflops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques, comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique…), des boucles centrées sur des composants ou des *process,* des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement. Deux installations phares récentes sont :

- *Concept Grid* : réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. *Concept Grid* vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. *Concept Grid* est le maillon manquant entre un laboratoire de recherche classique, où les innovations sont testées dans des conditions qui ne sont pas totalement représentatives de la réalité, et le réseau réel, sur lequel le respect de la qualité de service limite les expérimentations ;

- Vercors : maquette de bâtiment réacteur à l'échelle 1:3 conçue pour étudier les modes de vieillissement des enceintes à double paroi. Cette maquette a été achevée en 2016 et les premiers essais ont eu lieu. Du fait de son épaisseur moindre, elle permet aux ingénieurs et chercheurs du Groupe d'analyser puis d'anticiper les effets du vieillissement des enceintes en béton des bâtiments réacteurs et de vérifier la robustesse de ce type d'ouvrage dans le temps. Elle est couplée à plusieurs modèles numériques permettant de modéliser les phénomènes de vieillissement du béton.

En matière d'innovation, la R&D a renforcé sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe.

Pour ce faire, au travers d'une entité Innovation Hub en cours de création, la R&D développe des services d'accompagnement à l'innovation et au développement de nouveaux *business*. Deux finalités sont portées par cet Innovation Hub :

- accompagner, accélérer et valoriser l'innovation au sein du groupe « innover au présent » ; il s'agit d'appuyer les métiers et la R&D dans la mise en œuvre des processus d'innovation, d'accélération et d'entreprenariat ;
- contribuer à anticiper et explorer des modèles en rupture « oser le futur » ; Ces nouveaux modèles pourraient demain constituer de nouveaux métiers pour le groupe, qu'il s'agisse de nouveaux services ou de nouvelles solutions technologiques.

EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-up* spécialisées dans les *cleantech,* lancé en mai 2012 aux côtés d'Allianz et de Bpifrance et géré par Idinvest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement d'environ 90 millions d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone.

Dix investissements ont été conclus avec de jeunes entreprises, dont quatre françaises. Toutes les sociétés sont en interaction avec un ou plusieurs métiers d'EDF :

- Actility : acteur français majeur dans le domaine des *smart grids* ;
- Enlighted : experte de l'optimisation énergétique, Enlighted propose une solution de contrôle de l'éclairage des bâtiments commerciaux, industriels et tertiaires ;
- Forsee Power Solution : entreprise française spécialiste de la conception de batteries ;
- Seatower : société norvégienne qui a développé des bases gravitaires novatrices pour l'éolien en mer ;
- SunFire : société allemande spécialiste des piles à combustible et électrolyse pour la mobilité et le stockage stationnaire ;
- Leosphère : PME française créée en 2004, aujourd'hui le leader mondial de l'exploitation du Lidar, une technologie qui se sert de lasers et de leurs réflexions sur l'atmosphère ;
- Techniwood : société française qui conçoit, fabrique et commercialise la nouvelle génération industrielle de système constructif composite bois - isolant Panobloc® ultra-performant ;
- Sunrun : société américaine qui est un des leaders de la vente de panneaux solaires aux particuliers aux États-Unis, sur un principe de *solar as a service* ;
- Organica Water : société créée en Hongrie qui développe et commercialise une technologie disruptive et énergétiquement efficace pour le traitement biologique des eaux usées municipales et industrielles ;
- First Fuel : société américaine qui propose une solution « numérique » permettant la réalisation de campagnes d'audits énergétiques à distance et en nombre des bâtiments commerciaux.

Avec ces 10 investissements, Electranova Capital a terminé sa période d'investissement. Afin de poursuivre cette dynamique, EDF et Idinvest Partners ont décidé début 2016 de créer Electranova Capital II, qui est actuellement en levée de fonds.

Electranova Capital II a d'ores et déjà investi dans la société américaine Off Grid Electric (OGE), leader mondial de la commercialisation de kits solaires d'accès à l'énergie en Afrique. En novembre 2016, EDF et OGE ont créé une joint venture en Côte-d'Ivoire et ont annoncé le lancement d'une nouvelle offre d'énergie solaire hors réseau pour l'électrification rurale en Afrique de l'Ouest.

EDF est également présent dans le fonds Amorçage Technologique Investissement (ATI), géré par CEA Investissement, dédié aux jeunes sociétés françaises dont l'innovation technologique concerne les domaines de l'énergie, de l'environnement, des micro- et nanotechnologies.

Enfin, cinq prises de participation dans des fonds de capital-risque en France, en Amérique du Nord et en Chine ont été réalisées pour accéder à un vivier mondial de *start-up* et d'innovations :

- Robolution Capital, fonds dédié à la robotique lancé en mars 2014 ;
- Chrysalix, fonds canadien dédié au *cleantech venture capital,* en décembre 2011 ;
- Tsing capital, premier fonds chinois dédié au *cleantech venture capital,* en décembre 2011 ;
- DBL investors aux États-Unis, fonds créé en 2008 ;
- Mc Rock, fonds canadien spécialisé dans les applications industrielles de l'Internet des objets, en 2015.

1.6.2 LES PRIORITÉS DE LA R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

La R&D d'EDF réalise pour Enedis des travaux sur les réseaux dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs : développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, préparer les systèmes électriques de demain et enfin consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés.

La R&D mène également des travaux de recherche sur les technologies de l'information en appui de ces trois axes. Ces travaux s'articulent autour de cinq thèmes majeurs : les systèmes complexes, le *management* et le traitement de grands volumes de données, l'Internet des objets, la cybersécurité et la simulation pour des problèmes physiques.

L'objectif de ces travaux dans ce domaine est double :

- améliorer la performance des métiers par les technologies de simulation avancée ;
- faire émerger de nouvelles opportunités pour les métiers à partir d'usages innovants des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

1.6.2.1 Développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent aux clients d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs du groupe EDF sont multiples :

- l'évolution des trajectoires tarifaires et des prix ;
- la maîtrise de la demande en énergie : *Green deal* au Royaume-Uni, certificats d'économie d'énergie en France, les fournisseurs doivent assumer leurs obligations croissantes ;
- le développement des technologies *smart :* l'arrivée des compteurs communicants et l'émergence des objets connectés matérialiseront, pour le grand public, l'accès à de nouveaux services permis par les nouvelles technologies *smart* (pilotage, offres plus adaptées, etc.) ;
- l'évolution de la relation client, qui va devenir de plus en plus numérique, et avec des attentes clients plus exigeantes et des comportements modifiés. Cette modernisation de la relation ne doit cependant pas occulter la montée parallèle de la précarité énergétique impactant des clients qui nécessitent un traitement adapté de la part de l'entreprise ;
- la montée en puissance du local dans le cadre de la loi sur la transition énergétique et de la loi NOTRe : les collectivités territoriales, déjà actives sur les champs de l'aménagement urbain et de la distribution publique de l'énergie, pourront de plus en plus prendre en main leur destin énergétique. La notion de territoires durables, mêlant les dimensions d'aménagement (éco-quartiers) et de mobilité (véhicule électrique), devient structurante des politiques locales. Au croisement du développement des technologies *smart* et de la montée en puissance des territoires, de nouveaux champs de services sont à explorer ;
- l'émergence d'une attente des clients de pouvoir être acteurs de leur propre production d'électricité à travers l'autoproduction et de l'autoconsommation.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D d'EDF organise son action autour de quatre thèmes prioritaires :

- développer les méthodes et outils permettant une meilleure connaissance des attentes sociétales – Laboratoire des Tendances –, de la demande par le croisement des données de consommation avec les données internet – logique *Big Data* – et de nouvelles offres de prix incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique. Ce thème est réparti sur chacun des trois thèmes suivants, selon le marché adressé ;
- innover pour développer les nouveaux usages de l'électricité (pompes à chaleur bâtiment et industrie, éclairage, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité et des solutions énergétiques efficaces pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires, développer les offres globales de fourniture d'énergie et les services énergétiques pour l'industrie et le tertiaire. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2B ;
- développer des méthodes et outils permettant la modernisation de la relation client pour accroître la performance commerciale et réduire les coûts grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées ; réaliser des outils pour développer les services énergétiques aval compteur pour le marché résidentiel, interfaçables avec les fonctionnalités de Linky et les objets connectés. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2 C ;
- concevoir et modéliser les systèmes énergétiques locaux, développer les outils et les technologies pour une offre de services innovante pour les villes et les territoires durables en France et à l'international. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2C ; développer, avec EDF ENR-Solaire pour son offre « Mon Soleil et Moi », une box de pilotage de la production photovoltaïque et de la consommation d'un client résidentiel afin d'accroître l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque issue de son installation.

Des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité, comme ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur, et sur des bâtiments plus économes ont été réalisés. La R&D a mis au point un prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température, permettant la récupération de chaleur fatale sur les *process* des clients. Le déploiement de cette technologie dans une offre de service au client est en cours. Des innovations permettant à terme de baisser les coûts des pompes à chaleur pour le tertiaire commercial ou résidentiel ont également été développées. Enfin, des innovations sur la gestion d'énergie intelligente des usages thermiques de l'électricité ont été réalisées, notamment sur les pompes à chaleur résidentielles et sur la modernisation des ballons à accumulation pour les rendre compatibles avec des modes de pilotage innovants comme les heures creuses solaires. Par ailleurs, des travaux ont été accélérés autour de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques industriels ainsi que la création d'un projet spécifique sur le *smart lighting* en soutien au développement des offres pour Citelum.

Ces travaux sont notamment mis en œuvre sur le terrain au travers de démonstrateurs *smart grid,* comme *Nice grid* ou Smart Electric Lyon, dans lesquels la R&D examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales).

Concernant la relation client, afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique entre deux factures, EDF a conçu et développé une gamme prototype de fonctionnalités compatibles avec le compteur intelligent, comme un module pour *smartphone* et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte ses caractéristiques ainsi que la saisonnalité de sa consommation électrique et son historique de consommation. La R&D d'EDF travaille également sur des actions de recherche pour lutter contre la précarité énergétique, par exemple en concevant des offres et des outils de relation client adaptés. La R&D a contribué à l'élaboration d'une nouvelle offre de services énergétiques associant la fourniture de gaz, le pilotage de la chaudière par thermostat connecté et l'interface client digitale pour une nouvelle filiale d'EDF.

Dans les territoires durables, afin de répondre aux besoins des villes qui souhaitent optimiser les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et qui ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables », la R&D développe des outils d'ingénierie de la ville pour les commerciaux d'EDF en France, à l'instar de l'étude réalisée pour la métropole de Nice. La R&D s'investit également dans un partenariat avec la ville de Singapour pour développer des outils d'aide à la décision pour la planification des villes. Dans le cadre du contrat sur la Ville du Futur signé en juin 2013 entre EDF et le *Housing Development Board* de Singapour, le principal constructeur de logement de la ville, EDF a délivré un outil 3D innovant de modélisation urbaine mi-2015.

À travers cet outil, la collaboration avec les autorités de Singapour couvre les domaines suivants : l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre également la possibilité de traiter des questions relatives à l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments, de la végétalisation des toits et du recyclage local de l'eau. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions, au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. L'expérience acquise permet aujourd'hui de développer un projet à Lyon pour le nouveau quartier de Gerland. Depuis 2016, de nouveaux champs de développement sont à l'étude avec Singapour, avec notamment la signature d'un nouveau contrat d'étude sur l'optimisation de la production photovoltaïque de la cité-État.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou de réduire leur coût. La R&D étudie également les applications stationnaires de la seconde vie des batteries de mobilité (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.). À plus long terme, la R&D mène une démarche similaire sur les technologies H2 appliquées à la mobilité tant sur les électrolyseurs, les stations de charge que sur les *fuels cells* pour le transport lourd ainsi que les véhicules légers.

Plus généralement, les objectifs des activités de la R&D dans le domaine des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) sont les suivants :

- appuyer le développement de ce nouvel usage (suivi des premières expérimentations, normalisation, innovations susceptibles de lever les barrières du marché (charge sans fil)) ;
- maîtriser l'intégration au système électrique (recharge intelligente, dimensionnement et localisation des bornes de recharge) ;
- développer les outils de service de mobilité (plateforme de supervision de flottes, logiciels pour l'exploitation de bornes de recharges, *smart charge box* pour le résidentiel, outils pour le conseil en mobilité des collectivités locales) ;
- préparer l'intégration des VE dans les systèmes énergétiques locaux avec l'étude des modèles V2 G, V2 H – *vehicle to grid, vehicle to home* ;

notamment dans le cadre de partenariats avec des grands acteurs du transport (Renault, PSA, RATP, SNCF).

L'ensemble des études réalisées pour les *Smart Cities, Smart Building* et *Smart Factory* viennent enrichir les travaux menés autour des systèmes énergétiques locaux, qui intègrent le développement d'outils spécifiques pour la conception et l'exploitation des réseaux thermiques (chaleur/froid) pour les filiales de spécialité.

1.6.2.2 Préparer les systèmes électriques de demain

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose notamment sur la décarbonation des systèmes électriques. Ceci implique de relever de nouveaux défis pour les systèmes électriques :

- gérer l'intermittence des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux ;
- développer les infrastructures de réseaux de transport et optimiser les flux d'électricité en Europe ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés…) 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 dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production ;
- et plus globalement, optimiser les investissements dans les moyens de production et de stockage, dans les infrastructures de réseaux et dans les solutions d'efficacité énergétique et environnementale, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, sans hausse significative des factures pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids,* constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les coûts.

Les travaux de la R&D se déclinent en 3 grands axes.

Le premier axe vise à anticiper les impacts des transitions énergétiques et de l'émergence de systèmes énergétiques décentralisés sur le développement et la gestion des systèmes électriques :

- transitions énergétiques : il s'agit de construire une vision de synthèse sur l'évolution des fondamentaux de la demande, les ruptures potentielles sur l'offre, les choix de mix énergétiques et les conditions de réalisation des scénarios de transitions énergétiques (financement, technologies, infrastructures) ;
- *market design* et émergence du local : il s'agit de contribuer à la définition des règles du jeu futures sur les marchés de l'électricité et du gaz dans le contexte d'émergence des systèmes énergétiques distribués.

Le deuxième axe vise à améliorer la performance des réseaux électriques :

- la R&D travaille à améliorer la gestion des actifs de réseaux de transport et de distribution. Des études sont menées concernant la durée de vie des matériels et les éléments qui peuvent aider à prévenir des défaillances d'équipement ;
- en 2016, l'automatisation des réseaux de distribution s'engage dans une nouvelle étape qui correspond à l'industrialisation des systèmes développés dans les années précédentes ;
- les travaux de la R&D portent également sur les systèmes électriques et les *super grids,* grands réseaux à courant continu qui pourraient émerger avec l'insertion des énergies renouvelables, qui modifient les fondamentaux technico-économiques des systèmes électriques.

Le troisième axe vise à gérer la mutation du système électrique vers les *smart grids* et l'intégration de l'intermittence :

- la R&D développe et expérimente de nouvelles fonctionnalités de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de moyens de production décentralisés. Elle développe des outils pour améliorer la prévision des pertes sur le réseau et pour développer les prévisions de bilan énergétiques à la maille locale (poste source) ;
- la R&D développe des outils avancés de prévisions de consommation et de production ENR variable, elle travaille en partenariat avec les organismes météo pour faire évoluer les référentiels météorologiques pour la gestion des systèmes électriques ;
- la R&D apporte son appui dans le déploiement des compteurs Linky, développés par Enedis ;
- la R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges, comme le chauffage électrique, pour réduire les pointes de consommation ;
- la R&D travaille enfin sur des solutions innovantes pour la gestion des portefeuilles production-consommation et des risques associés. Il s'agit d'anticiper les conséquences du développement des nouveaux moyens de production et/ou nouveaux usages décentralisés sur la gestion des systèmes énergétiques, d'évaluer les enjeux liés à l'articulation entre les flexibilités globales (production, fournisseurs, marchés de l'énergie) et les flexibilités locales des Systèmes Énergétiques Distribués.

Les activités des deuxième et troisième axes conduites au profit d'Enedis sont mises en œuvre dans le cadre du contrat de prestations de services conclu entre la R&D d'EDF et Enedis.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents se sont développés en France et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y a largement participé. Cette année, un retour d'expérience de ces démonstrateurs permettra d'en tirer les enseignements.

Plus particulièrement nous nous attacherons à étudier les enseignements techniques, économiques, mais également sociétaux, environnementaux, sur les modèles d'affaires, sur l'architecture des marchés et la régulation de l'énergie. Ces projets ont aussi été l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain.

La recherche sur les systèmes électriques s'appuie sur d'importants moyens d'essais :

- les laboratoires d'essais électriques de grande puissance ;
- le moyen d'essais *Concept Grid* : *Concept Grid* est un réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau.

1.6.2.3 Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés

Dans le domaine de la production 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 et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables en réduisant leurs coûts et en accroissant leur insertion dans les systèmes électriques et améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, 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, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. En 2016, la R&D a par exemple développé des codes de calculs pour démontrer la bonne résistance de nos ouvrages de production nucléaire et hydraulique en cas de séisme, selon des niveaux répondant aux exigences réglementaires actualisées.

Par ailleurs, les actions dans le domaine nucléaire portent également sur les questions liées au cycle du combustible. Elles incluent la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR).

Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et à la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et sur les conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que 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.

La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs européens du nucléaire, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP *(Sustainable Nuclear Energy Technology Platform)*. L'association regroupe 80 membres de 20 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté… EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « *Design* génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation des pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs.

EDF a finalisé en 2016 le projet Connexion, lancé en 2012, sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des projets d'« Investissements d'avenir » de l'État français [1]. Ce projet regroupe des partenaires industriels et académiques de la filière nucléaire française autour d'un programme de recherche ambitieux destiné à préparer les futures méthodes de conception, de qualification ou de rénovation des installations d'instrumentation et de contrôle par commande numérique des centrales. Cette initiative répond également à un enjeu d'harmonisation des solutions industrielles au sein de la filière. Les méthodes d'ingénierie système développées dans ce projet nourrissent les projets de conception de nouveaux modèles de centrales nucléaires et contribuent à la démarche de transition numérique engagée par le groupe.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial, et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

S'agissant des énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie…

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 du groupe EDF, dans le but :

- de réduire les risques des investissements : la R&D d'EDF apporte par exemple son expertise dans les projets éoliens *offshore* du groupe EDF, notamment pour l'expertise du *design* du système de turbine et de fondation de l'éolienne, pour la certification des turbines, pour les méthodes d'évaluation du productible. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant ;
- d'améliorer la performance opérationnelle : la R&D participe par exemple au développement d'un outil d'analyse des performances des éoliennes terrestres ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables variables et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids, smart grids,* pilotage de la demande, etc. ;

La troisième priorité vise à améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production. Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but de :

- contribuer par son expertise scientifique et technique aux modalités de mise en œuvre et d'évolution d'une réglementation environnementale proportionnée aux enjeux ;

1. *Les Investissements d'avenir sont un emprunt initié par l'État français pour financer des actions de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France.*

- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produit ;, par exemple en 2016 une maquette physique et une simulation numérique sont en place pour comprendre le transport des sédiments sur une vallée hydroélectrique ;
- savoir anticiper et répondre aux évolutions du changement climatique, par exemple mieux connaître la robustesse des sources froides des centrales à l'horizon du changement climatique ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes dans les territoires.

1.6.3 L'INTERNATIONAL ET LES PARTENARIATS

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années une quinzaine de laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite entre le CEA, EDF et AREVA a fait l'objet d'un nouvel accord sur la R&D nucléaire début 2014. Ce nouvel accord « Institut » vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires et à disposer de programmes définis en référence à des objectifs, notamment industriels, explicités. Ceci se traduit notamment par :

- la mise en place d'une équipe programme tripartite (EPT), en charge de la supervision et de la coordination des programmes. Cette équipe est composée de quatre membres par partenaire, soit un total de 12 membres ;
- la déclinaison de ces programmes en projets suivis par l'EPT ;
- la mise en œuvre de ces programmes dans le cadre des laboratoires communs existants.

En parallèle, l'accord tripartite sur la R&D entre le CEA, l'IRSN et EDF, a fait l'objet de discussions en 2014, ayant abouti à la signature d'un accord quadripartite associant AREVA et permettant une coordination accrue avec la démarche « Institut ».

La R&D est également présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du programme d'Investissements d'avenir :

- l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF) : cet institut, dont EDF est l'un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 150 chercheurs environ issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
- Vedecom sur la mobilité électrique ;
- Efficacity sur l'efficacité énergétique et la ville durable ;
- INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des Investissements d'avenir (voir section 1.6.2.3 « Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés »). En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens et a établi des liens avec le *Joint Research Center,* centre de recherche dans le domaine de l'énergie et des transports au service de l'Union européenne, avec pour objectif d'engager des collaborations dans le domaine des technologies bas carbone et en particulier dans le domaine du stockage électrique. EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le *Karlsruhe Institute of Technology* (KIT). Ce centre se consacre principalement à la production décentralisée (pile à combustible, hydrogène), aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels. Ces dernières années, des partenariats ont été signés avec des Fraunhofer, l'université de Stuttgart ou encore le TU Berlin.

Depuis 2010, l'activité de recherche s'est renforcée à l'international autour de plusieurs centres : en Pologne, au Royaume-Uni, en Chine, à Singapour, aux États-Unis et en Italie.

Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, 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. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe. Le centre est ainsi un appui direct pour le développement des activités des *business units* d'EDF Energy que ce soit dans le domaine du nucléaire (extension de durée de vie des réacteurs AGR), dans le digital client ou les projets éoliens *offshore*.

L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique avancé et de la co-combustion biomasse et dernièrement des réseaux de chaleur. Le centre R&D Polska développe des collaborations avec des universités polonaises, comme AGH à Cracovie ou l'université de Wroclaw.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre est aussi un appui pour faciliter la mise en œuvre du partenariat de recherche sur le nucléaire en Chine (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine. EDF a, par exemple, signé un programme de recherche commun en Chine sur le solaire thermodynamique. La coopération engagée avec l'*Institute of Electrical Engineering* de l'Académie chinoise des sciences porte essentiellement sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation pour les technologies solaires thermodynamiques, située à Badaling. Un des enjeux pour EDF est de faire évoluer ses moyens de modélisation en utilisant les mesures réalisées lors des expérimentations réalisées sur cette plateforme et de permettre le développement industriel de projets solaires à concentration à l'international. Enfin, le centre a développé un partenariat approfondi avec le centre de recherche CEPRI *(China Electric Power Research Institute)* de l'opérateur de réseau State Grid dans le domaine des réseaux.

L'équipe de R&D d'Edison en Italie a notamment pour mission de piloter l'ensemble des programmes de recherche sur le gaz pour le groupe EDF. En soutien aux objectifs de développement commercial d'Edison, le centre a également développé des programmes dans le domaine du digital client et de la « maison connectée ». En 2015, un laboratoire conjoint entre Edison et l'université de Turin a été créé sur ces sujets.

Aux États-Unis, le secteur R&D et Innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation, installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de EDF Innovation Lab couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques, digitales et régulatoires, l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA en lien avec les ressources d'énergie distribuées et les *microgrids*. À ce titre, EDF Innovation Lab a contribué au développement par EDF EN du projet de 20 MW de stockage « Mac Henry » destiné à fournir des services systèmes à l'opérateur de réseau américain PJM. EDF Innovation Lab contribue également aux partenariats développés de longue date par EDF avec des organismes d'excellence comme l'EPRI, le MIT, et UC Berkeley, entre autres.

À Singapour, début 2014, EDF Labs Singapour a été créé pour se consacrer principalement à la promotion et à la mise en œuvre du savoir-faire du Groupe dans le domaine de la ville durable et à porter les différentes offres décrites ci-dessus vis-à-vis des agences urbaines singapouriennes.

1.6.4 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

La propriété industrielle 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.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2016, le portefeuille d'EDF comprend 551 innovations brevetées et protégées par 1 678 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2016, EDF a déposé 63 demandes de brevets [1] (64 en 2015).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi, cette marque, les noms de domaines internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2016 compte environ 456 dénominations, protégées par plus de 1 335 titres.

1.7 Propriétés immobilières

1.7.1 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES

Le pôle Immobilier d'EDF, qui regroupe la Direction de l'Immobilier Groupe et ses filiales immobilières rattachées, assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités d'EDF et d'Enedis en gérant et en optimisant un parc immobilier de 4,5 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 61 % appartiennent en pleine propriété au Groupe et 39 % sont loués auprès de tiers. En 2016, environ 160 actifs tertiaires ont été cédés, représentant une surface utile d'environ 0,3 million de mètres carrés. Parmi ces 160 actifs, un portefeuille de 130 sites a été cédé par Sofilo.

Le pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements de location sur la période 2017-2031 pour EDF à hauteur de 902 millions d'euros.

1.7.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION

EDF est assujetti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente 18,4 millions d'euros pour l'année 2016 (18 millions d'euros en 2015).

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

1.7.3 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale grâce à un partenariat conclu avec un organisme bancaire, la SOCRIF. Celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès de cet organisme la compensation de l'écart entre le taux bonifié auquel cet organisme prête aux agents d'EDF et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée ayant permis de retenir cet organisme.

Au 31 décembre 2016, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élève à 2,7 millions d'euros au bilan d'EDF (3,3 millions d'euros au 31 décembre 2015).

1. *Il est précisé qu'Enedis a déposé une demande de brevet.*

2

Facteurs de risques et cadre de maîtrise

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté 108

2.1.1 Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie 110
2.1.2 Risques liés aux activités du Groupe 111
2.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 119
2.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe 125

2.2 Le contrôle interne du groupe EDF 128

2.2.1 Environnement de contrôle 128
2.2.2 La gestion et le contrôle des risques 134
2.2.3 Les activités de contrôle du Groupe 135
2.2.4 Communication et diffusion des informations 140

2.3 Facteurs de dépendance 140

2.3.1 Domaine du cycle du combustible nucléaire 140
2.3.2 Domaine du développement et de la maintenance des centrales 141

2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 141

2.4.1 Procédures concernant EDF 141
2.4.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 146
2.4.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2016 150

2.5 Assurances 151

2.5.1 Organisation et Politique Assurances 151
2.5.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance 151
2.5.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) 152
2.5.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux 152
2.5.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires) 152
2.5.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires 152
2.5.7 Primes 153

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

Les risques présentés ci-dessous au chapitre 2.1 « Risques auxquels le Groupe est confronté », concernent les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie, les risques liés aux activités du Groupe, les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe, et les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe.

Le Groupe est confronté en particulier à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans les sections 2.1 « Risques auxquels le Groupe est confronté » et 2.3 « Facteurs de dépendance ». Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les dispositifs mis en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les risques auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 (« Le contrôle interne du groupe EDF »).

Le chapitre 2.5 décrit le programme d'assurances dont le groupe EDF s'est doté.

2.1 Risques auxquels le Groupe est confronté

Les enjeux associés aux risques auxquels le Groupe est confronté sont multicritères. Ils peuvent être stratégiques ou opérationnels. Leurs impacts peuvent se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle. Des ordres de grandeur des impacts financiers potentiels liés à la survenance de certains risques pris isolément sont mentionnés, à titre indicatif et non exhaustif, dans le corps de la présente section.

Les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie sont décrits à la section 2.1.1. (« Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie »), et particulièrement celle de l'électricité, avec une nécessaire prise en considération :

- des règles de concurrence, et plus particulièrement en Europe et en France où se situe l'essentiel des activités du Groupe,
- des politiques publiques, notamment dans le domaine énergétique et du Développement durable, et
- des exigences de la sûreté des systèmes électriques interconnectés.

À la section 2.1.2 « Risques liés aux activités du Groupe » sont décrits les risques associés à la nature même du modèle d'activité du groupe EDF, et de ses transformations, dans ses activités industrielles de production et dans ses activités de ventes et de services.

La section 2.1.3 est consacrée aux risques spécifiques liés à l'activité nucléaire du Groupe, qui implique des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences de la sûreté nucléaire et du caractère capitalistique de long terme de l'activité.

Sont ensuite précisés les facteurs induits par la structure et la transformation du Groupe à la section 2.1.4. « Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ».

Principaux facteurs de risque		Périmètre concerné
Régulation des marchés de l'énergie	■ Concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie	France – Européen
	■ Évolution des tarifs et du cadre réglementaire du secteur de l'énergie	France – International
	■ Gestion des transports et des activités de distribution d'énergie	France – Européen
Activités du Groupe	■ Installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain	France – Européen – International
	■ Obtention et renouvellement des autorisations administratives nécessaires	France – Européen – International
	■ Exercice de certaines activités dans le cadre de concessions de service public	France – Européen (notamment Italie)
	■ Exposition aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et à la variation des prix des quotas d'émissions de CO_2	France – Européen – International
	■ Évolution de la réglementation en matière environnementale et sanitaire, et en matière de certificats d'économies d'énergie	France – Européen – International
	■ Conjoncture économique, climatique défavorable et/ou survenance d'accidents industriels	France – Européen – International
	■ Maîtrise de projets importants	France – Européen – International
	■ Risques liés aux technologies utilisées par le Groupe	France – Européen – International
	■ Vulnérabilité du Groupe aux contextes ou circonstances politiques, macroéconomiques ou financiers d'une région ou d'un pays	France – Européen – International
	■ Retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne	France – Européen
	■ Variation des prix des matériels ou des prestations achetés par le Groupe	France – Européen – International
	■ Risques financiers et liés aux évolutions de la réglementation financière	France – Européen – International
	■ Défaillance de contreparties du Groupe	France – Européen – International
	■ Risques liés aux litiges, arbitrages et enquêtes réglementaires	France – Européen – International
	■ Risques humains	France – Européen – International
	■ Défaillances et attaques malveillantes contre les systèmes d'information du Groupe	France – Européen – International
Activités nucléaires du Groupe	■ Sûreté nucléaire	France – Européen – International
	■ Évolution de la réglementation applicable à l'activité nucléaire	France – Européen – International
	■ Fournisseurs, prestataires impliqués dans l'activité nucléaire, conditions d'approvisionnement en combustible et transports	France – Européen – International
	■ Entretien et durée d'exploitation du parc nucléaire	France – Européen – International
	■ Décision des pouvoirs publics français d'arrêter la production ou la construction d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire	France
	■ Difficultés susceptibles d'être rencontrées dans la construction des EPR	France – Royaume-Uni
	■ Responsabilité liée aux combustibles usés, aux déchets radioactifs, et aux opérations de traitement et la gestion à long terme des combustibles usés et des déchets radioactifs	France – Européen – International
	■ Déconstruction du parc nucléaire existant	France – Européen (notamment Royaume-Uni) – International
	■ Hausse du montant des actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire	France – Royaume-Uni
Structure et transformation du Groupe	■ Développement, acquisitions et cessions, réorganisations et détention de participations minoritaires	France – Européen – International
	■ Interventions de l'État en tant qu'actionnaire dans les décisions importantes pour le Groupe	France
	■ Fluctuations du cours des actions EDF	France – Européen – International
	■ Mécanismes de gestion des effectifs communs à EDF et Engie	France – Européen
	■ Instabilité politique, économique ou sociale des pays dans lesquels le Groupe exerce son activité	France – Européen – International
	■ Risques liés à la gestion du personnel du Groupe et aux engagements de retraites et autres avantages au personnel	France – Européen – International
	■ Évolution des normes IFRS applicables par le Groupe	Européen – International

2.1.1 RISQUES LIÉS À LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, notamment sur le marché français de l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1er juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 1.4.2.1 « Présentation du marché en France »). EDF s'est préparé à faire face à la concurrence, dans un contexte d'accroissement de l'intensité concurrentielle (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.). La disparition, au 31 décembre 2015, des tarifs réglementés pour les sites souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA a conduit à la perte de parts de marchés pour EDF (voir section 1.4.2.1.3 « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »). Cette perte de parts de marché a eu et pourra encore avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe en France. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF doit adapter ses dépenses de commercialisation ; cette situation a un impact négatif sur sa profitabilité. Au 31 décembre 2016, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals en France est de 70 %, en retrait de - 7 points par rapport à fin 2015. L'impact des pertes de clients sur les volumes vendus aux clients finals en 2016 est de - 39,9 TWh, dont - 30,3 TWh sur les clients professionnels. A contrario, la part de marché gaz naturel s'élève à 5,7 %, en augmentation de 0,7 point par rapport à fin 2015. Au 30 septembre 2016, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs – c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques – disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 13,2 % sur le marché résidentiel et de 17 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 22,1 % et 38,1 %.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit, comme en France, mener une stratégie principalement de défense de ses parts de marché et de maîtrise de ses coûts. Dans d'autres, comme par exemple la Belgique, l'Italie ou le Royaume-Uni, au contraire, il doit mener une stratégie plus offensive de conquête de parts de marché et toujours de maîtrise de ses coûts. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution dans le temps de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent notamment du degré de profondeur du marché et de sa régulation dans le pays concerné et d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, notamment dans le développement de nouveaux usages de l'électricité, et les besoins de services énergétiques et d'efficacité énergétique, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore risque de voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et sa situation financière.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont la variation et les conditions d'application pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente intégré et TURPE – voir section 1.4.4.5 « Cadre régulatoire »). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent.

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été réaffirmés en France dans la loi NOME n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 et codifiés aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie (voir section 1.4.2.1.3 « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »). La CRE peut proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie de décider de limiter, voire de bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente, le défaut d'opposition des ministres dans un délai de trois mois valant approbation. La CRE peut également proposer de modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Certaines parties prenantes peuvent aussi remettre en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux.

La loi NOME a également mis en place en France un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »). Le prix de l'ARENH, qui est régulé, est une des références de prix utilisées pour la fixation des tarifs réglementés.

De plus, les conditions de mise en œuvre de l'ARENH, ouvrant de nombreuses options en faveur des fournisseurs alternatifs, donnent à ceux-ci des opportunités d'arbitrage sur les marchés au détriment d'EDF. Par un arrêté du 14 novembre 2016, suite aux recommandations de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), l'État a durci les conditions dans lesquelles les opérateurs alternatifs peuvent résilier leur accord-cadre ARENH avec EDF, limitant ainsi ces possibilités d'arbitrage au pas trimestriel. Le ministère de l'Environnement a par ailleurs annoncé le 25 octobre 2016 que « *le décret ARENH serait adapté afin de prévenir le risque de spéculation lié à un arbitrage semestriel* ». Cette modification du décret reste toutefois à être mise en œuvre et par ailleurs aucune mesure n'est actuellement prévue pour restreindre les possibilités d'arbitrage au pas annuel pour les fournisseurs alternatifs au détriment d'EDF.

Plus largement, le Groupe vend une part significative de sa production d'électricité sur les marchés européens ou à des tarifs réglementés ou contractualisés, qui comportent une indexation plus ou moins forte sur les prix de marché. En France comme dans les autres pays, le Groupe ne peut pas garantir que les tarifs réglementés de vente ou d'achat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

À titre d'illustration, la régularisation en France des tarifs réglementés de vente pour la période s'étendant du 1er août 2014 au 31 juillet 2015, à la suite de l'arrêt du Conseil d'État du 15 juin 2016 et à la publication au *Journal officiel* le 2 octobre 2016 des arrêtés tarifaires rectificatifs, s'est élevée à un montant brut de 1 030 millions d'euros.

Le cadre juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne, où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe et notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe opère, ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

Du fait de sa position sur le marché français, le Groupe court le risque d'être davantage freiné dans ses développements que ses concurrents.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché du fait de l'ouverture à la concurrence, EDF devrait rester, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte se traduit par des indications ou contraintes supplémentaires sur l'outil de production (objectif de part du nucléaire dans la production d'électricité française de 50 % à l'horizon 2025, plafonnement de la capacité totale autorisée de production nucléaire à 63,2 GW) ainsi que sur la gouvernance de l'entreprise (obligation pour tout exploitant produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité d'établir un plan stratégique présentant les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et instauration auprès de ces exploitants d'un Commissaire du Gouvernement

pouvant s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique ou de la PPE).

Bien qu'EDF se conforme et entende continuer à se conformer aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe (voir la section 2.4.1 « Procédures concernant EDF », et notamment les paragraphes « Solaire Direct », « Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques », « Contentieux avec des producteurs photovoltaïques », « Eole Miquelon » et « Xélan »).

Par ailleurs, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré (voir en particulier les sections 1.5.3.1 « Législation européenne » et 2.4.1 « Procédures concernant EDF », notamment les paragraphes « Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France », « Enquête plafonnements CSPE » et « Enquête mécanisme de capacité »), ce qui pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et la situation financière du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Les activités de transport et de distribution, assurées respectivement en France par Réseau de Transport d'Électricité (RTE) et par Enedis, sont menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation, de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire (voir section 1.4.4 « Activités régulées en France »).

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de son réseau de transport par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de son activité de transport. Filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. EDF a signé en 2016 un contrat en vue de la cession de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances. EDF est susceptible d'être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité de son activité de transport en France (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de son réseau de distribution par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de son activité de distribution. L'activité de distribution est assurée par Enedis qui a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Filiale d'EDF à 100 %, Enedis est opérationnelle depuis le 1er janvier 2008. EDF est susceptible d'être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité de son activité de distribution en France (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par un retard dans les nécessaires adaptations du système électrique européen.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité repose en particulier sur l'adaptation du système électrique européen, notamment en matière d'infrastructures de transport et d'interconnexions. Cette adaptation doit prendre en compte de nouvelles données en matière de politiques énergétiques locales, nationales et européennes, de demandes en énergie, et d'offres en matière de production, avec notamment une place croissante des énergies intermittentes. Elle peut requérir une mobilisation d'importantes ressources financières et du temps pour mener à bien ces adaptations.

La longueur de cette période transitoire dans la nécessaire adaptation du système électrique européen, qui pourrait s'étendre de cinq à dix ans au regard notamment des programmes d'investissement dans les réseaux de transport et les interconnexions en Europe dans les dix ans à venir, pourrait induire une difficulté complémentaire pour le Groupe pour développer de nouvelles synergies entre les différentes entités du Groupe ou pour proposer de nouvelles offres compétitives.

EDF est chargé de certaines missions d'intérêt général, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre et des risques de contentieux si Enedis est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ses missions de service public permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe.

Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2017 pour EDF s'élève à 7 430,9 millions d'euros, en augmentation par rapport aux années précédentes (délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017).

2.1.2 RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des catastrophes naturelles ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 2.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, aux risques d'électrisation et d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avéreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Par ailleurs, l'Organisation mondiale de la santé (OMS) considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles, et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. On dispose aujourd'hui des résultats de plus de trente années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. En dépit des efforts d'information, le risque subsiste pour le groupe EDF d'être exposé à des contentieux plus nombreux ou que la problématique conduise à l'adoption de mesures plus contraignantes et plus coûteuses pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité, en France ou à l'étranger, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (PCB), rejets de gaz à effet de serre, etc.). En particulier, dans certaines installations (centrales thermiques, transformateurs électriques, exploration-production d'hydrocarbures, capacités de stockage, etc.), des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels le gaz et le fioul) sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que 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 met en œuvre, notamment dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 2.2.1.5.2 « Démarche Qualité environnementale »), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avéreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années ont eu et sont susceptibles d'avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et sur les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, celui de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques (voir section 2.5 « Assurances »).

Enfin, 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. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre diverses formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avéreront pleinement efficaces dans tous les cas. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique, et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes (voir section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages »). Le Groupe pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir engagé des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, son développement ou la situation financière du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, Enedis n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), qui lui accordent le droit exclusif d'exercice des missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité. Ces contrats de concession de distribution publique d'électricité sont des contrats tripartites liant l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés. Il résulte de la loi que seuls Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans leur zone de desserte (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) peuvent être désignés comme gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité et que seuls EDF et les ELD dans leur zone de desserte peuvent être désignés pour exercer la mission de fourniture aux tarifs réglementés. Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, Enedis et EDF ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 1.5.5 « Les concessions de distribution publique d'électricité »). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

Le déploiement par Enedis des compteurs « communicants » (Linky) a commencé en décembre 2015, pour se poursuivre jusqu'en 2021 (voir section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs »). Des difficultés techniques, administratives ou des problèmes d'acceptabilité concernant la fourniture des appareils ou leur pose sont toutefois susceptibles de remettre en cause ces échéanciers et les coûts associés.

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir sections 1.4.4.1 « Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) » et 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

Les ouvrages de production hydraulique en France sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »). Les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques en France sont précisés à la section 1.4.1.4.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique ».

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Hors de France, le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie, dans le domaine de la production hydraulique. En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur 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.

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 en cours de déploiement, dont les niveaux pourraient donc impacter sa situation financière.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers). Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »).

En France, la fin des tarifs réglementés pour les entreprises fin 2015 accentue l'exposition d'EDF aux prix de marché. Pour ce qui concerne l'électricité sur le marché français, le degré d'exposition dépend du niveau de souscription au dispositif ARENH, lui-même dépendant du niveau de prix de marché : l'exposition marché France est ainsi maximum lorsqu'aucun volume ARENH n'est souscrit et est alors estimée à environ 65 % de la production EDF France.

En France, les prix *spot* en base de l'électricité se sont établis en moyenne à 36,7 €/MWh sur 2016, enregistrant une baisse de 1,7 €/MWh (soit - 4,5 %) par rapport à l'année précédente, avec une volatilité importante au cours de l'année, marquée au premier trimestre et, dans une moindre mesure, aux second et troisième trimestres, avec un dernier trimestre 2016 montrant une moyenne des prix *spot* supérieure de 19,2 €/MWh par rapport au dernier trimestre 2015.

Au Royaume-Uni, les prix *spot* en base de l'électricité ont diminué de 11,8 % par rapport à 2015 pour atteindre en moyenne 49,1 €/MWh. Le pays a néanmoins connu quelques pics de prix entre septembre et novembre, allant jusqu'à 199 €/MWh la journée du 19 septembre. En Italie, les prix *spot* moyens en base ont reculé de 18 % par rapport à l'an dernier pour atteindre 42,8 €/MWh.

Le contexte constaté ces dernières années des prix bas des marchés européens de l'électricité, s'il se prolonge durablement, expose le Groupe aussi bien au niveau de son chiffre d'affaires que de la valorisation de ses actifs. Les niveaux de prix durablement bas font peser de fortes incertitudes sur le chiffre d'affaires, la marge escomptée et le résultat. Ces niveaux de prix peuvent également affecter, s'ils se prolongent, la rentabilité des unités de production du Groupe, principalement en Europe, et les conditions de leur entretien voire de leur renouvellement.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix : les prix des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Le Groupe ne peut donc pas garantir qu'il pourra éviter des impacts défavorables sur le développement de ses activités, la valorisation de ses actifs et sa situation financière, selon l'évolution des prix des marchés de l'électricité.

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 2.2.3.1.1.1 « Contrôle des risques marchés énergies »). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures, forwards, swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les risques de liquidité et les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière et sur la valorisation de ses actifs (voir note 40 « Gestion des risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Par ailleurs, le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe impacte la rentabilité de certains outils de production, en particulier les centrales thermiques à flamme, et ce, pour l'ensemble des producteurs européens. Des marchés de capacité sont progressivement mis en place dans plusieurs pays européens, mais avec des approches différentes. Cela pourrait éventuellement permettre de limiter le risque de fermeture ou de mise sous cocon de certains actifs de production nécessaires à la sécurité d'alimentation.

La variation des prix des quotas d'émissions de CO_2 est susceptible d'affecter la rentabilité du Groupe et ses objectifs en matière de solutions énergétiques décarbonées.

Dans le cadre de son activité, le Groupe intervient sur le marché européen des quotas d'émission de CO_2, et est ainsi exposé aux variations de prix sur ce marché qui contribuent à la formation du prix de gros de l'électricité (voir le facteur de risque « 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 en cours de déploiement, dont les niveaux pourraient donc impacter sa situation financière »). Il existe un risque que les prix de CO_2 demeurent bas et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques décarbonées, au détriment à la fois de la lutte contre l'effet de serre planétaire et du groupe EDF.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matières environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe de production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques,

qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir les sections 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » et 1.5.6.2 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »). Par ailleurs, le cadre réglementaire français pourrait bientôt se renforcer avec l'entrée en vigueur de la loi relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, imposant à ces sociétés de mettre en œuvre des mesures relatives à l'activité de la société et de l'ensemble des sociétés qu'elles contrôlent destinées 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, résultant directement ou indirectement de l'activité des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, des sociétés qu'elles contrôlent ou de leurs sous-traitants ou fournisseurs. Dans le domaine de la santé au travail, le Groupe est sujet à la réglementation européenne, à savoir la Directive n° 89/391/CEE du 12 juin 1989 concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail, la Directive n° 98/24/CE du 7 avril 1998 concernant la protection de la santé et de la sécurité des travailleurs contre les risques liés à des agents chimiques sur le lieu de travail et la Directive n° 2004/37/CE du 29 avril 2004 concernant la protection des travailleurs contre les risques liés à l'exposition à des agents cancérigènes ou mutagènes au travail.

Le non-respect de ces réglementations présentes ou à venir pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF », paragraphe « Litiges en matière environnementale »). La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir les sections 1.5.3.1 « Législation européenne » et 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie »), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et sa situation financière. Le Groupe effectue une veille en continu afin d'évaluer l'impact de changements réglementaires sur l'activité du Groupe.

Le Groupe adopte une politique de gestion et de prévention des risques environnementaux (voir la section 3.2 « Exigences environnementales et sociétales », et plus particulièrement la section 3.2.5.3 « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux », ainsi que la section 1.3.2.5 « Développement durable »). Le groupe EDF maintient à cet égard sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont Dalkia, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles…), ainsi que de nombreuses filiales internationales dont EDF Energy, EDF Luminus, EDF Trading, Edison. Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, notamment sur l'aspect réglementaire et les thématiques environnementales à enjeu en donnant l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée et adaptée. Par ailleurs, pour mieux évaluer les risques et les opportunités liés aux impacts et dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes, EDF expérimente dans chaque métier la méthode de l'*Ecosystem Services Review* (ESR [1]).

Des démarches analogues sont également conduites pour les ouvrages en exploitation. Leurs impacts sur l'environnement et la biodiversité font l'objet d'une surveillance conduite par des établissements publics (Ifremer, IRSN, Irstea, Onema). Les résultats sont publiés et accessibles.

Le respect des règles actuelles par le Groupe, ainsi que leur potentielle évolution, a eu et pourrait avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux qui ne sont pas envisagés aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de Développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extrafinancière et de l'image du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de certificats d'économies d'énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

En France, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie entre les obligés en fonction de leurs volumes de vente et des sanctions financières en cas de non-respect des objectifs. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le dispositif des CEE pour la troisième période du dispositif en ajoutant à l'obligation initialement prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Elle prévoit également une quatrième période du dispositif à compter du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020 (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Une modification à la hausse de cet objectif triennal, un accroissement de la concurrence entre fournisseurs d'énergie, la crise économique, ou la diminution des principaux gisements peuvent induire une difficulté supplémentaire dans l'atteinte de cet objectif triennal. Le Groupe ne peut pas garantir que les coûts commerciaux induits par le respect de l'objectif triennal soient pleinement répercutés dans les tarifs d'énergie, ce qui serait de nature à dégrader la situation financière du Groupe.

Des coupures de courant répétées ou d'ampleur significative du système électrique sur un territoire desservi par EDF SA ou une filiale du Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out* d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur, notamment compte tenu de l'indisponibilité de certains réacteurs liée à des contrôles supplémentaires entrepris par EDF (voir section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » – « Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou des modifications lourdes ou coûteuses »).

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation est insuffisante ou en évolution.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

1. *Méthode développée par le* World Resource Institute *(WRI) et le* World Business Council for Sustainable Development *(WBCSD).*

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, des accidents industriels de toute nature, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 2.2.2.3 « Politique de gestion de crise »).

Comme les tempêtes Klaus (2009) et Xynthia (2010) en France, 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 (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience national et international de chacun des événements de ce type, met en œuvre des mesures qui ont pour objectif de permettre de renforcer la robustesse des installations de production, de transport et de distribution et d'en limiter les impacts et les conséquences en cas d'événements de grande ampleur. La prise en compte du retour d'expérience sur les accidents nucléaires majeurs au niveau international est abordée à la section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires 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 naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité (voir section 2.5.5.3 « Couverture tempêtes »). Les réseaux aériens des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient quant à eux d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements (voir section 2.2.2.3 « Politique de gestion de crise »), le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité, et plus particulièrement aux effets physiques du changement climatique.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. La production hydraulique est également sensible à la pluviométrie (en quantité et en répartition annuelle) et au niveau d'enneigement des massifs montagneux (voir section 1.4.1.4.1 « Production hydraulique en France »). De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »). Il en va de même pour les activités de services, souvent liées à la période de chauffe hivernale.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de pluie, de neige, de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévu. Le Groupe pourrait par exemple devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Par ailleurs, les activités du groupe EDF sont susceptibles d'être affectées significativement par les éventuels effets physiques du changement climatique (voir section 3.2.1.3 « Stratégie d'adaptation au changement climatique »). Ces effets sont généralement imprévisibles et pourraient avoir des conséquences défavorables sur la condition financière du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie ou ses installations. Des évolutions réglementaires nouvelles liées au changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF.

Les activités du Groupe pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services proposés par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs de production du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »). La situation actuelle, globalement surcapacitaire, du parc européen de production d'électricité est davantage fragilisée par l'arrivée de nouveaux moyens de production fortement subventionnés dans un contexte économique où la consommation reste stable, voire diminue. Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, la valeur de ses actifs, sa situation financière ou ses perspectives.

Par ailleurs, le Groupe est exposé aux fluctuations des cycles de croissance économique et aux niveaux respectifs d'investissements des différents pays dans lesquels il est présent. Un ralentissement de l'économie générale ou locale, des fluctuations importantes des prix et de la disponibilité de l'énergie et des matières premières, une baisse de la demande en énergie et en services associés sur les marchés principaux du Groupe, des événements affectant ses principaux clients, des déséquilibres marqués entre l'offre et la demande sur les marchés principaux du Groupe, et plus généralement toute dégradation majeure de l'environnement macroéconomique ou microéconomique dans lequel opère le Groupe sont autant de risques qui pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière ou ses perspectives.

Le Groupe est exposé à des risques liés à la maîtrise de projets importants.

Dans le cadre de son activité, le Groupe peut être amené à envisager ou à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une complexité inhérente et requièrent des investissements importants. Des exemples de ces projets incluent les projets EPR de Flamanville 3 (voir section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville »), EPR d'Hinkley Point C (voir section 1.4.1.2.3.1 « EPR d'Hinkley Point C ») et EPR de Taishan (voir section 1.4.1.2.3.2 « EPR de Taishan »). La réalisation de ces projets est soumise à de nombreuses contraintes telles que la maîtrise des coûts et des délais de construction.

Ainsi, le calendrier de réalisation et le budget du projet EPR de Flamanville ont été revus dans le passé, mais n'ont pas évolué depuis 2015. Le calendrier de l'EPR de Taishan a, de son côté, été revu et la mise en service commerciale du premier réacteur est prévue sur le second semestre 2017, et celle du deuxième réacteur sur le premier semestre 2018. Par ailleurs, le coût total du projet Hinkley Point C est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal [1], la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres

1. *Les coûts nominaux ou actuels désignent la valeur des coûts à la date où ils sont engagés. Ils incluent l'impact de l'inflation de chaque année. Hors intérêts intercalaires.*

sterling. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %, et la sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction (voir section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe », dont le facteur de risque intitulé « La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés dans le calendrier de réalisation ou dans le respect de l'enveloppe budgétaire, ou ne pas aboutir »).

De plus, la réalisation de tels projets est soumise à de nombreux aléas techniques, opérationnels, économiques ou environnementaux, susceptibles de la retarder ou de l'empêcher, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités, le résultat, la valeur de ses actifs, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Afin d'anticiper les évolutions technologiques, le Groupe veille en permanence à la détection des innovations et ruptures technologiques. Toutefois, le Groupe ne peut prévoir avec certitude la manière dont ces évolutions pourraient affecter à terme les activités du Groupe, ni prétendre identifier ces évolutions de manière exhaustive. En effet, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard de normalisations et standards ultérieurs éventuels, que celles utilisées par le Groupe.

L'utilisation de nouvelles technologies par les concurrents du Groupe, ou le développement par ces concurrents de technologies nouvelles plus performantes et plus compétitives, pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose grâce à certaines de ses technologies et de son expérience. De même, tout retard ou échec dans le développement de technologies par le Groupe, la planification ou la répartition des ressources du Groupe liées au développement de technologies pourrait avoir un effet similaire sur l'avantage concurrentiel du Groupe, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives.

Du fait du périmètre géographique de ses activités, le Groupe pourrait être vulnérable aux contextes ou circonstances politiques, macroéconomiques ou financiers d'une région ou d'un pays.

Le Groupe est exposé au « risque pays » dans la mesure où les conditions économiques, financières, politiques, ou sociales d'un pays dans lequel le Groupe exerce ses activités sont susceptibles d'affecter ses intérêts financiers. De récents exemples pertinents d'un tel « risque pays » comprennent notamment l'incertitude liée aux politiques susceptibles d'être mises en œuvre par la nouvelle administration aux États-Unis à la suite des élections présidentielles de 2016 et l'incertitude politique en Italie à la suite du rejet en décembre 2016 du référendum sur la réforme constitutionnelle et le changement consécutif de gouvernement. En outre, les élections à venir en 2017 en France, en Allemagne et dans d'autres pays de la zone euro sont susceptibles de contribuer également à la survenance d'un environnement d'incertitude politique et à une détérioration potentielle des conditions économiques dans l'hypothèse de la sortie d'un pays de la zone euro ou de l'Union européenne. Un changement significatif dans l'environnement politique ou macroéconomique pourrait conduire EDF à devoir supporter des charges et/ou des dépenses additionnelles afin de s'adapter et se conformer à ce nouvel environnement.

Les résultats du référendum au Royaume-Uni sur le retrait de l'Union européenne sont susceptibles d'avoir un effet négatif sur les conditions économiques globales, les marchés financiers et les activités d'EDF.

En juin 2016, une majorité de citoyens du Royaume-Uni a voté en faveur du retrait de l'Union européenne à l'occasion d'un référendum national. Les conséquences de ce référendum, ainsi que les modalités d'un retrait du Royaume-Uni, feront l'objet de négociations pendant une période pouvant durer jusqu'à deux ans (hors extension) à compter de la date à laquelle le gouvernement britannique aura initié officiellement la procédure de retrait prévue par l'article 50 du Traité sur l'Union européenne. De nombreuses politiques sont susceptibles d'évoluer (monétaire, fiscale, économique, énergétique…). L'impact sur le contexte économique et financier (notamment croissance, taux de change et inflation) et celui pour le Groupe de ces évolutions peuvent exister dès la phase transitoire ou une fois la situation stabilisée. Ces impacts vont dépendre du contenu des négociations, non seulement entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, mais également avec les autres parties prenantes, notamment avec le Commonwealth, les États-Unis et la Chine.

Le référendum a créé une incertitude importante sur les futures relations entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, y compris en ce qui concerne les lois et règlements d'origine européenne que le Royaume-Uni décidera de remplacer ou de répliquer en cas de retrait. Ce référendum a également conduit à ce que plusieurs gouvernements d'autres États membres de l'Union européenne expriment des critiques à propos du cadre institutionnel et politique actuel de l'Union européenne. Par ailleurs, un retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait conduire à des évolutions de la politique énergétique, au sein de l'Union européenne ou au Royaume-Uni, et des textes relatifs à l'activité nucléaire.

Le projet de loi habilitant le Premier ministre britannique à mettre en œuvre le droit de retrait conformément à l'article 50 du Traité sur l'Union européenne et approuvé par la Chambre des Communes le 1er février 2017 prévoit la sortie conjointe de la Communauté européenne de l'énergie atomique instituée par le traité dénommé « Euratom » et à laquelle le Royaume-Uni avait adhéré le 1er janvier 1973, en même temps que l'adhésion à la Communauté économique européenne. Des accords spécifiques seront étudiés en conséquence en vue de permettre la poursuite de la coopération dans le domaine nucléaire et la continuité opérationnelle. Des retards dans la mise en place ou le déploiement des nouvelles dispositions pourraient toutefois être de nature à perturber le déroulement des projets en cours ou à venir.

L'impact de l'ensemble de ces évolutions sur l'activité du Groupe au Royaume-Uni apparaît limité à court terme. Il peut cependant se traduire par une aggravation de la situation économique conduisant à une restriction du marché de l'énergie. L'évolution de l'environnement monétaire et économique, le contexte déflationniste ou inflationniste, les fluctuations potentielles à venir des taux de change, les nouvelles adaptations des acteurs économiques, peuvent conduire autant à de nouveaux risques qu'à de nouvelles opportunités pour le Groupe sur le marché du Royaume-Uni.

Ce nouveau contexte peut conduire à modifier les conditions de rentabilité des projets et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe, ces investisseurs pouvant être européens, asiatiques, américains ou autres.

Ces développements, les incertitudes qui y sont associées, ainsi que la perception que l'un d'entre eux puisse intervenir, sont susceptibles d'affaiblir l'activité économique européenne, de menacer la stabilité de son environnement réglementaire et de causer des fluctuations significatives des taux de change (voir le facteur de risque « risque de taux de change » ci-dessous). Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les conditions économiques mondiales, et plus particulièrement sur les activités, la santé financière et les résultats opérationnels du Groupe, notamment au Royaume-Uni.

Les résultats du Groupe sont sensibles aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles nucléaires) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Par ailleurs, les résultats du Groupe peuvent être affectés par les fluctuations de prix de certaines matières premières, et notamment du gaz et du charbon.

Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à Cycle Combiné à Gaz (CCG), les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers :

- le risque de liquidité : 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. 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 du Groupe par des agences de notation. EDF et la dette existante d'EDF sont périodiquement notés par des agences de notation indépendantes qui assignent de telles notations (voir section 5.1.6.1.2 « Notation financière »). La notation d'EDF a été dégradée en 2016. Toute dégradation de la notation d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer ;
- de plus, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire le risque de contrepartie. Compte tenu de la régulation en cours de mise en place sur les marchés dérivés, ces mécanismes d'appels de marge pourraient s'appliquer prochainement à un périmètre plus large pour le Groupe. Ceci pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités en cas de forte volatilité sur les marchés financiers et énergies (voir section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité ») ;
- le risque de taux de change : 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. 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 (voir section 5.1.6.1.3 « Gestion du risque de change »).

  Une variation défavorable de 10 % des cours de change des devises dans lesquelles le Groupe est endetté (USD, GBP, autres devises) aurait un impact de l'ordre de 2 % sur la dette après instruments de couverture du Groupe.

  Du fait de la politique de couverture du risque de change mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change ;
- le risque sur actions : le Groupe est exposé au 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 (voir section 5.1.6.1.5 « Gestion du risque actions ») ; et
- le risque de taux d'intérêt : 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. Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales. L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre en particulier deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe, ainsi que des passifs actualisés du Groupe, et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient notamment affecter la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps. De telles variations de provisions pourraient impacter la situation financière du Groupe (i) en affectant la notation financière de ses titres de créance et (ii) en générant une obligation de versement aux actifs dédiés de couverture (voir en section 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » le facteur de risque intitulé « Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses de coûts et de séquencement dans le temps des travaux » et la section 5.1.6.1.4 « Gestion du risque de taux d'intérêt »).

  Du fait de la répartition de la dette à taux fixe et à taux variable du Groupe, l'impact sur le résultat avant impôt d'une variation de 1 % des taux d'intérêt serait de 303 millions d'euros.

  Concernant les actifs financiers détenus par le Groupe de type obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable, l'impact sur le résultat avant impôt d'une variation de 1 % des taux d'intérêt serait de 15 millions d'euros.

  Par ailleurs, 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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016), 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.

Au cas particulier des provisions nucléaires en France, compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années, le taux d'actualisation pourrait être amené à baisser au cours des prochaines années par l'application de la méthode utilisée par le Groupe, et en conformité avec la réglementation sur le taux plafond d'actualisation. L'importance de cette baisse sera dépendante de l'évolution future des taux. 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. Sur la base d'hypothèses retenues pour le TEC 30 en 2017 et en 2018, la nouvelle formule de calcul envisagée pour le plafond réglementaire serait susceptible de conduire à un taux d'actualisation s'établissant à 4,1 % à fin 2017 et à 3,9 % à fin 2018. Toutes choses égales par ailleurs, une telle évolution générerait une augmentation des provisions (hors effet d'impôt associé) estimée à 735 millions d'euros à fin 2017 (dont 588 millions d'euros pour les provisions à couvrir par des actifs dédiés) et à 1 470 millions d'euros à fin 2018 (dont 1 176 millions d'euros pour les provisions à couvrir par des actifs dédiés). Le cas échéant, cette 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 fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant : il n'y a pas de nécessité de doter aux actifs dédiés dès lors que le taux de couverture atteint 110 % ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai maximum de trois ans pour effectuer la dotation.

Par ailleurs une augmentation des provisions nucléaires se traduit pour partie par une augmentation des actifs correspondants, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif, pour partie en résultat financier. La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016 indique que pour une diminution de 20 points de base du taux d'actualisation, l'impact sur le montant des provisions nucléaires est estimé à une hausse de 1 357 millions d'euros, dont une charge au compte de résultat de 690 millions d'euros, le solde venant augmenter la valeur des actifs au bilan.

Concernant la réglementation sur le taux plafond d'actualisation, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer ont indiqué le 10 février 2017 leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux plafond qui tienne compte de la duration élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intégrerait progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur 4 ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

Pour rappel, les changements d'estimation des provisions nucléaires résultant d'une modification de taux d'actualisation sont enregistrés (voir note 1.3.2.1 et note 29.1.5.2 des comptes consolidés au chapitre 6 du présent document de référence) :

- en augmentation ou 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 financier de la période dans les autres cas.

Le changement du taux d'actualisation a ainsi un impact ponctuel sur le résultat financier de l'année du changement de taux, sans équivalent les années suivantes.

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits aux sections 2.2.2.1 « Démarche de gestion et de contrôle des risques » et 2.2.3.1.1.2 « Contrôle des risques financiers et investissements » et les mesures de ces risques sont exposées à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers ». Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

Les évolutions de la réglementation financière pourraient affecter de manière négative les activités du Groupe, la rentabilité des activités de *trading,* augmenter le coût des opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers, et plus généralement augmenter le risque de non-conformité à la nouvelle réglementation.

Les marchés de produits dérivés internationaux ont connu de profondes réformes suite à la crise financière de 2008. En Europe, cette réforme s'est traduite notamment par la réglementation EMIR (*European Markets Infrastructure Regulation,* réglementation n° 648/2012 adoptée le 4 juillet 2012 par le Parlement et le Conseil). Cette initiative européenne est répliquée dans d'autres juridictions sous une forme différente, comme le *Dodd-Frank Act* aux États-Unis. Ces réformes sont progressivement mises en œuvre sous la supervision des régulateurs financiers. Elles visent, entre autres, à une généralisation de la compensation ou de la collatéralisation des opérations sur produits dérivés, mais comportent des exemptions dont peuvent se prévaloir les compagnies qui n'ont pas une activité de type bancaire.

Dans le cadre de ses activités de gestion des risques marchés énergies (qui s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe – voir section 2.2.2.1 « Démarche de gestion et de contrôle des risques » et section 2.2.3.1.1.1 « Contrôle des risques marchés énergies ») et de gestion des risques financiers (qui s'inscrit dans le cadre des politiques internes décrites à la section 2.2.2.1 « Démarche de gestion et de contrôle des risques » et à la section 2.2.3.1.1.2 « Contrôle des risques financiers et investissements »), le groupe EDF réalise des opérations sur des produits dérivés à des fins de couverture et de *trading*.

Les réglementations financières actuelles peuvent faire l'objet de modifications ou d'un durcissement de la part des autorités communautaires et restreindre de manière significative le champ d'application de ces exemptions pour les activités de *trading*.

Le Groupe ne peut donc garantir que, soit sous l'impulsion directe de ces réglementations, soit parce que les pratiques de marchés évoluent en ce sens, il ne sera pas amené à compenser ou collatéraliser une plus grande partie de ses opérations sur produits dérivés. Si tel était le cas, cela augmenterait à terme les garanties financières (sous forme de *cash,* garanties bancaires, fonds propres, etc.) qui devraient être fournies par le Groupe pour exécuter ses opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers et de *trading,* renchérissant le coût des couvertures et diminuant la rentabilité du *trading*.

Par ailleurs, le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie (voir section 1.5.7 « Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie ») et le règlement (UE) n° 596/2014, dit règlement « MAR », sur les abus de marché, visent à prévenir les abus et les manipulations de marché et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs. Ces règlements imposent à la charge des émetteurs des obligations de contrôle et de transparence. Nonobstant le fait que le Groupe ait mis en œuvre l'ensemble des mesures nécessaires pour assurer la conformité de ses pratiques à ces deux règlements, un risque de non-conformité aux dispositions de ces règlements ne peut être totalement exclu, notamment eu égard au caractère récent du règlement MAR et des interprétations nouvelles ou divergentes que les régulateurs nationaux peuvent en avoir.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients). 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). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 2.2.3.1.1.2 « Contrôle des risques financiers et investissements ».

Le Groupe fait, et pourrait faire à l'avenir, l'objet d'actions en justice ou d'enquêtes réglementaires qui pourraient avoir des répercussions sur sa réputation, ses relations avec les organes de régulation et ses résultats.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé, d'une part, dans un certain nombre de litiges et d'arbitrages et, d'autre part, fait l'objet de diverses enquêtes réglementaires, dont les principaux sont décrits à la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages »). Le Groupe pourrait continuer à l'avenir d'être engagé ou exposé à de telles procédures. L'éventuelle issue défavorable de celles-ci serait susceptible d'entraîner le versement de dommages et intérêts, ou avoir d'autres conséquences civiles ou pénales (notamment financières), défavorables au Groupe. L'introduction des actions de groupe en France en 2014 et des développements similaires dans d'autres juridictions européennes, de même que les évolutions réglementaires récentes ou à venir, sont susceptibles d'accroître les risques de litiges et les coûts liés à ces derniers, ce qui pourrait avoir des conséquences négatives sur sa situation financière ou sa réputation.

La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraire à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers pourrait, en certaines circonstances, porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale du Groupe.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des sanctions pénales et civiles pouvant porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale d'EDF.

En France, la loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, impose aux entreprises de prendre des mesures destinées à prévenir et détecter la commission de faits de corruption ou de trafic d'influence, sous le contrôle d'une Agence française anticorruption qu'elle instaure, et sous peine de sanctions administratives ou pénales. Cette loi intègre un dispositif de protection des lanceurs d'alerte d'éventuelles poursuites pénales ou disciplinaires et prévoit, dans le cadre des entreprises, un dispositif de signalement interne des alertes (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Ces réglementations pourraient augmenter nos coûts de mise en conformité. De plus, le non-respect, de quelque manière que ce soit, de ces réglementations pourrait entraîner des poursuites contre EDF, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives sur le résultat et la réputation du Groupe.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette 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 avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 1.4.1.1.3 (« Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection, décrites à la section 3.3.2 « La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue ». Pour une description des procédures en cours, voir sections 2.4.1 « Procédures concernant EDF », paragraphe « Amiante » et 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF », paragraphe « Actions engagées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives ».

Le Groupe est dépendant pour ses activités de systèmes d'information qui peuvent s'avérer défaillants ou faire l'objet d'attaques malveillantes.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. En effet, l'activité du Groupe dépend fortement de l'efficacité de sa technologie et de ses systèmes d'information. Le risque d'exploitation de tels systèmes et technologies peut se manifester de diverses manières, dont l'interruption des activités, le dysfonctionnement ou la défaillance de l'un de ces systèmes, les virus informatiques, le piratage, l'usurpation d'identité, le détournement de données sensibles, la corruption de données conservées électroniquement, les violations de la réglementation, les erreurs humaines et les attaques terroristes. La hausse de la fréquence et de la sophistication des incidents récents de piratage démontre l'importance de ces risques informatiques, ainsi que des dommages financiers et des atteintes à la réputation qui peuvent en découler.

Le Groupe a mis en place des procédures de test de ces systèmes afin de garantir, lors des évolutions, autant que possible, un niveau de qualité de fonctionnement adapté aux besoins et défini des procédures de gestion d'incidents et de pilotage de crises pour être en mesure d'apporter des solutions en cas de défaillance ponctuelle. Ces procédures traitent également les cas éventuels d'attaques malveillantes. Malgré la mise en place par le Groupe de multiples mesures de sécurité, la réalisation d'un ou plusieurs de ces événements ne peut être complètement exclue, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe.

Le Groupe a également mis en œuvre une politique de renforcement et d'amélioration de ses programmes de secours et de ses systèmes d'information qui sont testés annuellement, et des procédures de gestion de crise ont été définies qui sont régulièrement améliorées par les retours d'expérience des incidents. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces programmes ne connaissent pas des difficultés techniques de déploiement ou des retards de mise en œuvre en situation réelle, ou qu'ils permettent de limiter, en cas de sinistre majeur, l'impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

2.1.3 RISQUES SPÉCIFIQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES DU GROUPE

L'activité nucléaire d'EDF engendre des risques spécifiques pour les raisons suivantes :

- comme pour tout exploitant nucléaire, la sûreté nucléaire, reposant sur des dispositions techniques et organisationnelles pour se prémunir d'un accident nucléaire, et en cas hypothétique d'un accident, pour en limiter les conséquences, est inscrite de façon prioritaire et durable dans l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire. L'activité nucléaire est exercée sous le contrôle des autorités de sûreté nucléaire dans les pays dans lesquels le Groupe exerce une responsabilité d'exploitant nucléaire ;
- l'activité nucléaire nécessitant par nature des investissements conséquents et de long terme, la robustesse et l'efficacité des projets d'entretien et de mise à niveau du parc en exploitation, des nouveaux projets de réacteurs, et le respect des engagements de très long terme font l'objet d'une vigilance particulière ;
- l'activité nucléaire est une activité industrielle qui réunit un grand nombre de partenaires industriels, en France, en Europe et à travers le monde. En France, EDF s'est vu confier, par les pouvoirs publics, le rôle de chef de file dans la filière nucléaire, ce qui implique des risques spécifiques associés à l'exercice de cette responsabilité d'orchestration et d'animation ;
- EDF étant le premier exploitant nucléaire mondial, l'exploitation du retour d'expérience mondial et l'intercomparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales constituent un défi permanent pour permettre au groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques et saisir les opportunités de ce positionnement mondial ;
- l'activité nucléaire nécessite que le groupe EDF puisse assurer la maîtrise de grands projets complexes pouvant durer plusieurs années. De tels projets nécessitent à leur tour l'acquisition et la maîtrise de technologies modernes et innovantes ;
- l'augmentation du nombre des demandes de l'Autorité de la Sûreté Nucléaire (ASN) et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de conformité et les risques pour EDF.

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de centrales en exploitation (73 réacteurs dont le groupe EDF est exploitant nucléaire, parmi 449 réacteurs en exploitation dans le monde [1]). L'électricité nucléaire représente 48,3 % de la puissance électrique installée et 72,3 % de la production totale d'électricité en France [2]. EDF exploite également des actifs nucléaires au Royaume-Uni en y assurant 19 % de la production en 2015 [3]. Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et

1. *Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique,* Power Reactor Information System, *source : https://www.iaea.org/pris indiquant qu'il existe 449 réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 8 février 2017.*
2. *Source : RTE, Bilan électrique 2016 : http://www.bilan-electrique-2016.rte-france.com/.*
3. *Source : https://www.iaea.org/pris/.*

en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. La part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays.

Tout événement affectant de manière négative le nucléaire au niveau mondial est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière, les résultats et les perspectives du Groupe comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie. Dès les premières analyses qui ont suivi l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, EDF a décidé de renforcer son organisation de gestion des situations de crise en France par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN – voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »).

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques importants de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures d'intégration du retour d'expérience international et de contrôle des risques correspondant aux meilleurs standards internationaux [1] pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations.

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 aux sections 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base » et 2.5.6 « Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires ». 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.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles, non encore en vigueur (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. S'agissant des nouveaux montants, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte les rend applicables à compter du 18 février 2016 ; le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève désormais en France à 700 millions d'euros en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances. La couverture assurantielle pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe est décrite à la section 2.5.6.1 « Responsabilité civile d'exploitant nucléaire » et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, à la section 2.5.6.2 « Responsabilité civile transport nucléaire ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.5.6.3 « Dommages aux installations nucléaires »). 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 le 11 mars 2011.

La survenance d'un accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les mesures prises lors de la conception ou pendant l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, à la suite du séisme et du *tsunami* qui ont ravagé le Nord du pays le 11 mars 2011. Un tel accident pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser les prolongations d'exploitation proposées, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc à suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif majeur sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et exigeantes, qui pourraient se renforcer.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et exigeantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des conditions d'exploitation, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi sur des considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un renforcement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Par ailleurs, un renforcement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières, comme le précise l'article L. 596-4 du Code de l'environnement. Les cas de non-conformité aux réglementations sont également susceptibles d'être utilisés par des tiers à l'encontre d'EDF et portés devant les tribunaux.

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

1. *Exploitation des standards et retour d'expérience de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique et de l'Association mondiale des exploitants nucléaires (WANO).*

À titre d'illustration, le recul de la production nucléaire de 32,8 TWh en France en 2016 par rapport à 2015, principalement dû à des arrêts et prolongations d'arrêts liés aux contrôles complémentaires, a eu un impact à la baisse sur l'EBITDA en 2016 estimé à 1,3 milliard d'euros.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur et 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, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe. C'est le cas en particulier pour AREVA, Westinghouse et Alstom (qui a été racheté par General Electric en novembre 2015), mais également pour la plupart des constructeurs de l'industrie nucléaire, ainsi que des principaux prestataires de services de maintenance (voir section 2.3 « Facteurs de dépendance »). Les changements d'actionnariat ou de gouvernance de ces différents prestataires peuvent également avoir une incidence sur la qualité ou le coût des services rendus et des produits livrés.

Les manquements constatés en 2015 et en 2016 dans les usines de Fabrication d'AREVA ont eu, et pourraient continuer d'avoir, des conséquences importantes sur la disponibilité du parc nucléaire en exploitation et sur la mise à disposition d'équipements pour le nouveau nucléaire (voir sections 1.4.1.1 « Production nucléaire d'électricité » et 1.4.1.2 « Projets "Nouveau Nucléaire" »).

À la suite des anomalies mises en exergue en 2016 concernant l'usine AREVA du Creusot, des contrôles systématiques, qui s'étendent sur plusieurs mois, sont désormais prévus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la disponibilité des tranches nucléaires et sur les performances financières du Groupe.

Ces défauts font l'objet de clauses spécifiques de maîtrise des risques dans la perspective de rachat de l'activité réacteurs d'AREVA. Ainsi, le contrat signé le 15 novembre 2016 entre EDF et AREVA et fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP prévoit que les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA et que la réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste notamment soumise à l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3, et à la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Nonobstant de telles clauses, ces défauts pourraient avoir des conséquences défavorables, notamment sur l'activité de New NP. La dépendance du groupe EDF des performances d'AREVA, ou la survenance d'un risque qui n'est pas couvert par la garantie accordée par AREVA SA, pourraient avoir un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

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 et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 2.3 « Facteurs de dépendance » et 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, 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 politique dans un pays producteur).

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats de long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Pour le fonctionnement de ses centrales nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même être interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou des modifications lourdes ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations ou des modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même que surviennent des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

C'est ainsi qu'à l'occasion des réévaluations de sûreté effectuées lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima, le Groupe a été conduit, tant de son propre chef qu'à la suite des prescriptions de l'ASN, à élaborer un important programme de travaux. Ce programme, appelé « Grand carénage », est destiné à rénover le parc existant, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée d'exploitation. Ce programme, dont le principe a été approuvé par le Conseil d'administration s'est traduit à partir de 2015 et pour les années à venir par des investissements supplémentaires significatifs et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident de Fukushima (voir sections 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques » et 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). La mise en œuvre industrielle de ces travaux sur les installations de production se traduira par une augmentation des coûts et une sollicitation plus importante des ressources internes et du tissu industriel, et est également susceptible de se traduire par une perte de disponibilité dans les années à venir. Les aléas d'exécution affectant le programme 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'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.

En France, des contrôles supplémentaires sont en cours pour conforter la démonstration que certains générateurs de vapeur sont aptes à remplir leur fonction en toute sûreté, ce qui a conduit à l'arrêt pour contrôles de certains réacteurs nucléaires exploités par EDF. Ceci a abouti, et pourrait aboutir dans l'avenir, à une revue à la baisse des objectifs de production nucléaire en France et/ou financiers du Groupe (voir section 1.4.1.1 « Production nucléaire d'électricité »). De plus, le Groupe exploite ou détient des participations dans des centrales nucléaires ailleurs dans le monde, notamment au Royaume-Uni, en Belgique et aux États-Unis, et peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, 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 internationale et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs. Cela a été le cas en 2014 et en 2015 au Royaume-Uni, où un défaut détecté sur un réacteur de type RAG (réacteur avancé refroidi au gaz) a conduit à procéder à des examens complémentaires sur trois autres réacteurs similaires et où, par précaution et dans l'attente des résultats des expertises en cours, les quatre réacteurs n'avaient été autorisés à redémarrer qu'à puissance réduite

Par ailleurs, il ne peut être exclu également que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses centrales 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'ASN.

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur la situation financière du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une décision prise réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième visite décennale (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). Ainsi, à fin 2016, plus de 80 % des tranches du palier 900 MW ont terminé leur troisième visite décennale et, pour 9 d'entre elles, l'ASN a déjà rendu son avis définitif au ministre et ne s'est pas opposée à la poursuite du fonctionnement, sous réserve du respect de prescriptions complémentaires.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. L'ASN a fait examiner les propositions d'amélioration faites par EDF par le groupe permanent « réacteurs » en 2012, qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées. Les échanges avec l'ASN se poursuivent sur cette base. L'ASN a précisé par lettre du 20 avril 2016 sa position relative aux orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MWe (VD4-900) du palier 900 MWe, et traitées dans le Groupe permanent « Orientations » d'avril 2015. Ce réexamen à l'instar des précédents comprendra d'une part une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et d'autre part une réévaluation de sûreté pour améliorer encore 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.

Une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen est attendue pour 2018-2019 (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »), l'autorisation finale de fonctionnement après 40 ans étant prise ensuite réacteur par réacteur. 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 visent à confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction au-delà de 40 ans.

En 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe ont été réunies (voir notes 1.3.2 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe » et 3.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France » de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2016). Les comptes consolidés au 31 décembre 2016 intègrent l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'ASN après chaque visite décennale.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies à ce stade. L'allongement ultérieur de ces autres paliers reste dans la stratégie industrielle du Groupe.

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra en France de la part des autorités compétentes l'allongement escompté. 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 centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 ans pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP). Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des centrales RAG a été allongée de 10 ans en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de prolonger son fonctionnement de 20 ans (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Néanmoins, compte tenu des règles de sûreté applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement aux mêmes risques : perte de recettes et dépréciation d'actif en cas d'arrêt du fonctionnement ou nécessité de participer aux investissements supplémentaires pour pouvoir continuer à fonctionner. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur les durées prévues à ce jour, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Une décision des pouvoirs publics français conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Elle plafonne également à son niveau actuel (63,2 GW) la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire. Cette disposition oblige en pratique EDF, pour obtenir l'autorisation de mise en service d'une nouvelle capacité de production nucléaire (comme celle de l'EPR de Flamanville), à décider la mise à l'arrêt d'une capacité équivalente. Des décisions d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une application de la loi, pourraient donc intervenir. De telles décisions pourraient entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme

l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015, sous réserve de la compatibilité du versement d'une indemnisation avec la réglementation européenne applicable. À cet égard, les discussions avec l'État concernant le protocole d'indemnisation lié à la fermeture de la capacité nucléaire de Fessenheim ont été prises en compte dans la loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016. Elles ont permis d'aboutir à un projet de protocole définissant les principes d'indemnisation et qui est décrit à la section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ». Ce protocole, qui a été approuvé par le Conseil d'administration d'EDF, prévoit une indemnisation qui comprend une part fixe estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 et une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041 (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Enfin, il pourrait être décidé l'arrêt de nouveaux projets de construction nucléaire, pour lequel le Groupe aurait déjà investi des sommes importantes. Cette problématique concerne potentiellement tous les actifs nucléaires du Groupe.

De tels événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés dans le calendrier de réalisation ou dans le respect de l'enveloppe budgétaire, ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (EPR) à Flamanville (voir section 1.4.1.2 « Projets "Nouveau Nucléaire" ») en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

En septembre 2015, EDF a communiqué un nouveau calendrier et une actualisation du coût de construction du projet à 10,5 milliards d'euros. Le chargement du combustible et le démarrage du réacteur sont prévus au quatrième trimestre 2018. La nouvelle organisation mise en place et l'état d'avancement du projet sont présentés en section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville ».

La réalisation de ce calendrier reste néanmoins conditionnée à des autorisations spécifiques qui doivent encore être délivrées par l'ASN (qualification de matériels, autorisations de chargement, de mise en service, etc.). Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires ou les voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives. S'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient encore survenir lors du contrôle de la qualité des fabrications (tels que les composants d'AREVA NP issue de l'usine de Creusot Forge) et de la qualification des matériels qui s'ensuit, lors de la construction sur site, avec des fournisseurs qui mettent en œuvre à grande échelle des activités répondant aux nouvelles exigences ESPN (équipements sous pression nucléaire), et enfin lors des essais et du début d'exploitation des EPR.

Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction d'autres EPR, modifier les calendriers de mise en service ou affecter leurs performances. Le durcissement des contraintes réglementaires (comme la mise en application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires – ESPN) peut avoir des effets similaires. En outre, le coût global de construction, déjà réévalué, pourrait être supérieur aux estimations actuelles d'EDF.

Deux réacteurs EPR sont en cours de construction et de démarrage à Taishan en Chine, réacteurs dans lesquels le Groupe a une participation de 30 % à côté de son partenaire chinois CGN au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), et dont le premier réacteur est entré en phase d'essais à chaud en novembre 2016 (voir sections 1.4.1.2.3.2 « EPR de Taishan » et 1.4.5.3.6 « Asie-Pacifique »). Des événements survenant dans le démarrage ou le début de l'exploitation de ces deux réacteurs peuvent avoir des conséquences sur le réacteur de Flamanville 3 (dispositions complémentaires à la conception ou en exploitation).

Au Royaume-Uni, le gouvernement britannique a confirmé le 15 septembre 2016 sa volonté de mettre en œuvre ses engagements relatifs au projet Hinkley Point C dans les termes et conditions approuvés par le Conseil d'administration d'EDF. Le 29 septembre 2016, EDF a signé à Londres avec le gouvernement britannique et son partenaire chinois CGN les contrats relatifs à Hinkley Point C. La décision finale d'investissement dans le projet Hinkley Point C prise par le Conseil d'administration d'EDF a donné lieu à différentes procédures judiciaires (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF », paragraphes « Saisine du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA », « Saisine du juge des référés du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA » et « Saisine du Tribunal de Commerce de Paris par cinq administrateurs d'EDF SA représentant les salariés »). Le coût total du projet Hinkley Point C est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal [1], la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling.

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux études sur deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni, Sizewell C et Bradwell B. Les accords qui sécurisent les revenus de Hinkley Point C précisent la révision de prix dans le contrat pour différence en cas de décision d'investissement concernant Sizewell C. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement et à financer ces projets au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de l'existence de partenaires.

Les risques techniques, réglementaires et de non-maîtrise des délais et de l'enveloppe budgétaire des projets EPR au Royaume-Uni sont décrits à la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ».

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à Haute et Moyenne Activité à Vie Longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 1.4.1.1.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant de centrales nucléaires et producteur de déchets radioactifs, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus, et assume cette responsabilité, sur les plans techniques et financiers, conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle. EDF est également responsable de tous les déchets nucléaires produits durant l'exploitation des centrales et leur démantèlement.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe AREVA et l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA)), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Déchets de Haute Activité à Vie Longue (HAVL) »). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue constitueront des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi du 28 juin 2006, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à

1. *Les coûts nominaux ou actuels désignent la valeur des coûts à la date où ils sont engagés. Ils incluent l'impact de l'inflation de chaque année. Hors intérêts intercalaires.*

la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ni quelles en seront les orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group 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 des accords précités.

La Directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté du Conseil d'établir un cadre européen partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), 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. Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses de coûts et de séquencement dans le temps des travaux.

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 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs. Celui relatif à la période 2016-2023 a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables. EDF a également constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets radioactifs (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À l'issue d'un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond, sous le pilotage de la DGEC et auquel EDF a été associé, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a, par arrêté du 15 janvier 2016, fixé le nouveau coût de référence à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Cette variation de coût a été prise en compte dans les comptes du Groupe à fin 2015 (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). L'estimation actuelle est basée sur le corps d'hypothèses de l'avant-projet sommaire et sera régulièrement révisée en fonction de l'avancement du projet, comme le précise l'arrêté de la ministre.

Le montant des provisions actuellement constituées est cependant susceptible d'évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative formée conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Énergie, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de la note 29.1 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016 indique la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2016, et « les montants provisionnés en valeur actualisée ». S'agissant de la gestion du combustible usé, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 18 460 millions d'euros ; la provision correspondante est de 10 658 millions d'euros. S'agissant de la gestion à long terme des déchets, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 29 631 millions d'euros ; la provision correspondante est de 8 966 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » indique 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.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des centrales nucléaires peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a pas encore déconstruit de centrales nucléaires similaires en taille à celles actuellement en service. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée déjà en déconstruction, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation, mais de conception plus ancienne. L'ensemble du programme de déconstruction de la première génération de réacteurs se poursuit (voir section 1.4.1.1.6. « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Pour la France, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues pour la déconstruction et pour la gestion des derniers cœurs. Le montant des provisions actuellement constituées est cependant susceptible d'évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait notamment l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie Longue (FAVL), comme le graphite, était prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. Les premières recherches de site n'ayant pas abouti, l'ANDRA a lancé en 2013 une nouvelle recherche et a transmis un rapport d'étape en juillet 2015 dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Ce rapport évalue plusieurs concepts de stockage et ouvre la perspective d'un stockage sur le site de Soulaines pour les déchets de graphite (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des

montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). Ainsi, le Groupe a procédé pour l'établissement de ses comptes au 31 décembre 2016 à une révision du devis, et des provisions qui en découlent, de déconstruction du parc en exploitation, permettant en particulier de prendre en compte les recommandations de l'audit de ces provisions réalisé à la demande de l'autorité administrative formée conjointement par les ministres de l'Économie et de l'Énergie dont les conclusions ont été rendues publiques en janvier 2016 par cette autorité.

S'agissant de la provision pour déconstruction, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 26 616 millions d'euros ; la provision correspondante est de 14 122 millions d'euros. S'agissant de la provision pour dernier cœur, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 4 334 millions d'euros ; la provision correspondante est de 2 287 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » indique 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.

Au Royaume-Uni, 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* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse et entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2016, à 25,7 milliards d'euros contre 23,5 milliards d'euros au 31 décembre 2015 (voir sections 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base » et note 47.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des décaissements supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui 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) 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.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation n'auront pas 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 SA » pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs ; de tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

2.1.4 RISQUES LIÉS À LA STRUCTURE ET À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à la stratégie CAP 2030, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont/aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies peu émettrices de gaz à effet de serre : nucléaire, hydraulique, éolien, photovoltaïque…). Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints »), et de cessions.

En ce qui concerne la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international, ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Dans le domaine des énergies nouvelles, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est souvent dépendante des politiques de soutien mises en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que les régimes de soutien n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente de gaz (voir section 1.4.6.2 « Activités gazières »). Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives,

mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (par ses contrats à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives. Par ailleurs, en cas de durcissement du contexte géopolitique mondial, le Groupe ne peut pas garantir qu'il pourrait se désengager de projets dans lesquels il est engagé rapidement et/ou dans des conditions économiques acceptables (voir section 1.4.5.3.2 « Europe centrale et orientale »).

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, dans une logique de Développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, et celui de l'efficacité énergétique possède un réel potentiel de développement (voir section 1.4.6.1 « Services énergétiques »). L'intégration de Dalkia dans le Groupe depuis le 25 juillet 2014 permet de renforcer ce pôle de compétences et de développement (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »). Le Groupe ne peut cependant garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, sa situation financière et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe est amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations ou de création de sociétés communes (joint ventures), et plus généralement toutes opérations de croissance externe (voir sections 1.4 « Description des activités du Groupe » et 5.1.3.11 « Participations et partenariats »).

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint de ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévu pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des opérations de croissance externe pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations, notamment dans le cadre de son plan de cessions annoncé le 22 avril 2016 (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints »). Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe pourrait accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour le groupe EDF.

L'organisation en place depuis l'ouverture du marché, qui se caractérise par la séparation des activités régulées et des activités en concurrence, peut encore se traduire pour le client par des difficultés ou des confusions sur les rôles respectifs susceptibles d'avoir un impact sur l'image du Groupe et notamment sur le fournisseur d'énergie. Cette séparation pourrait également peser sur la capacité du Groupe à déployer sa stratégie et ses objectifs financiers.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut influer sur les activités ou les décisions prises par le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts, y compris dans le cadre d'augmentations de capital ou d'opérations de fusion ou d'apport). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Le cours des actions d'EDF pourrait être exposé à d'importantes fluctuations.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations des marchés financiers français et internationaux pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF. Les évolutions des prix de l'énergie, les contraintes réglementaires significatives encadrant les marchés de l'énergie et du nucléaire, et les demandes de plus en plus importantes des autorités de sûreté nucléaire contribuent également à influencer la volatilité des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, les conditions économiques en général ou le secteur de l'énergie en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Une partie des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie (pour la quasi-totalité au service commun d'Enedis et de GRDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et Engie). Certaines décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir

un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de gestion de ses ressources. En outre, EDF et Engie pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF »).

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Les activités du Groupe à l'international sont précisées à la section 1.4.5 (« Activités du Groupe à l'international »). Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, repérés notamment à travers l'évaluation portée par des groupes d'assurance crédit (dont la Coface), le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'*Independent Power Plants* (IPP) dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire, le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelles et géographiques.

En France, une part importante du personnel d'EDF part chaque année en inactivité, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, sur le périmètre d'EDF, environ 20 % des effectifs pourraient partir à la retraite entre 2015 et 2020 (voir section 3.3.1 « L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences »). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes.

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et sa situation financière.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

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 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). 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.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2016 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2016, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 19,4 ans en France et 20,8 ans au Royaume-Uni.

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 le régime 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 externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou en France, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers (voir facteur de risque ci-dessus intitulé « Le Groupe est exposé à des risques liés aux 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.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et renforcer sa flexibilité financière. Le Conseil d'administration du 22 avril 2016 a adopté un plan de performance qui comprend une maîtrise des investissements nets (hors Linky, hors HPC, et hors nouveaux développements), une réduction des charges opérationnelles et un plan de cession d'actifs à l'horizon 2020, réaffirmé par le Conseil d'administration le 14 décembre 2016. Le Groupe ne peut cependant garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il met en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB *(International Accounting Standards Board)* et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2016 (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

2.2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif de la présente section n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2016, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2016. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne [1] (publié le 22 janvier 2007 et actualisé le 22 juillet 2010).

2.2.1 ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

2.2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Sa composition est présentée à la section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif » du présent document de référence.

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. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Des réunions du Comité exécutif en configuration de « Comité des risques » sont consacrées à l'examen et au pilotage des risques ainsi qu'à l'examen des activités d'audit.

Le Président-Directeur Général et le Comité exécutif ont lancé début 2015 le projet CAP 2030 pour fixer le cap d'EDF à l'horizon 2030. Différents chantiers correspondant aux réflexions et actions à mener prioritairement pour le succès de ce projet ont été mis en place. Ces chantiers font l'objet de revues régulières du Comité exécutif.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif [2] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.2.3.1.2.1 « Procédure d'approbation des engagements »).

Le Comité des risques

Le Comité des risques [3] a été créé début 2015. Il constitue un lieu de prise de décision afin de mieux maîtriser les risques auxquels le Groupe est exposé : il examine la cartographie des risques du Groupe, identifie parmi celle-ci des risques prioritaires du Groupe et partage leur stratégie de traitement. C'est aussi un lieu d'échanges et de remontées d'alertes sur les risques émergents. Chacun des membres du Comité exécutif est « sponsor » d'un ou plusieurs risques prioritaires. En tant que sponsor, il est en charge de définir la stratégie de traitement du risque et les plans d'actions correspondants, en incluant ceux définis suite aux audits. Il examine également le programme d'audit du Groupe. Le Comité s'est réuni deux fois au cours de l'année 2016, il a notamment examiné l'avancement et l'efficacité des plans d'actions visant à maîtriser les risques prioritaires du Groupe.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne du groupe est défini dans la politique « Principes de fonctionnement du Groupe – Maîtrise des risques et contrôle interne », validée suite au Comité exécutif du 23 janvier 2017.

En matière de maîtrise des risques, de contrôle interne et d'audit, les finalités de la politique sont les suivantes :

- identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, de manière à s'assurer de l'existence et de la mise sous contrôle de plans d'actions pertinents ;
- assurer en permanence : la conformité aux lois et règlements ; le respect des politiques Groupe ; le bon fonctionnement des processus internes, notamment ceux concourant à la sauvegarde des actifs du Groupe ; la fiabilité des informations financières ; et de façon générale la maîtrise des risques et activités de toute nature ;

1. *Pour la rédaction de la présente section, EDF s'est assuré de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000.*
2. *La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.*
3. *La composition du Comité des risques est la même que celle du Comité exécutif. Il s'est réuni pour la première fois le 13 avril 2015.*

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1re ligne de maîtrise : elle repose sur chacun des *managers* du Groupe pour les missions qui lui sont confiées ;
- 2e ligne de maîtrise : les fonctions d'appui définissent les exigences communes à l'ensemble du Groupe et animent leur mise sous contrôle. Parmi elles, les fonctions risques et contrôle interne assurent l'animation du dispositif global de maîtrise ;
- 3e ligne de maîtrise : elle repose sur le dispositif d'audit, indépendant (voir la section 2.2.1.3.2 « La filière audit du Groupe »).

L'ensemble des dispositifs Risques, Contrôle Interne et Audit permet ainsi d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction des Risques du Groupe.

Un guide de contrôle interne, en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux en particulier COS II et la norme ISO 31000, a été actualisé et proposé à chaque entité pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide identifie les différents thèmes de risques transverses à l'ensemble du Groupe et précise les principales exigences à mettre sous contrôle. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale.

Fin 2016, chacune des 69 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant principalement une autoévaluation de la maîtrise des risques et des activités les concernant, et la description des actions de progrès. Chaque autoévaluation donne lieu à un engagement du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées. Les autoévaluations rendent compte de la maîtrise des activités « métiers » et de l'ensemble des domaines transverses recensés dans le guide de contrôle interne, incluant en particulier les champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF. De nouveaux modèles d'autoévaluation ont été expérimentés fin 2015 et généralisés en 2016. Ils visent à mieux mettre en exergue la responsabilité managériale (engagement du Directeur), la priorisation par les risques, et la démonstration de la maîtrise par les faits. Comme chaque année, il a été rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit (23 mars 2016), puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au rythme de trois à cinq ans selon leur importance.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique [1].

La Direction de l'Audit et la Direction des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

Depuis 2015, dans le cadre du projet CAP 2030 lancé par le Comité exécutif, un projet de transformation du contrôle interne a été lancé. Ses principaux objectifs ont été validés par le Président-Directeur Général en septembre 2015. Ce projet porte :

- sur le contrôle interne : renforcement de la responsabilité managériale, simplification des outils d'autoévaluation et clarification des exigences précisées dans le guide de contrôle interne. Le déploiement de ces actions est généralisé à la totalité des entités fin 2016 ;
- sur les politiques Groupe : inventaire des documents divers existants porteurs d'exigences transverses, refonte et simplification en vue d'élaborer et de maintenir dans la durée un corpus d'une quarantaine de politiques Groupe. Le corpus cible a été validé en Comité exécutif le 9 mai 2016. Les politiques sont en cours de rédaction/validation pour mise en œuvre progressive. La politique « Principes de fonctionnement du Groupe – Maîtrise des risques et contrôle interne » présentée au début de cette section résulte de cette ambition.

2.2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction des Risques Groupe, de la filière audit du Groupe, de la Direction Financière, de la Direction Juridique et de la Direction du *Contract Management*

2.2.1.3.1 La Direction des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires…), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction des Risques Groupe (DRG) qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir la section 2.2.2.2 « Processus de cartographie des risques ») ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- animer la mise en œuvre du *management* des risques au sein des différentes entités, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir la section 2.2.2 « La gestion et le contrôle des risques ») en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différents dispositifs sectoriels de contrôle des risques (voir la section 2.2.3.1.1 « Dispositifs sectoriels de contrôle des risques ») ;
- assurer le déploiement de la politique de contrôle interne et animer la filière contrôle interne (voir la section 2.2.1.2 « Description et animation du dispositif de contrôle interne ») ;

1. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir la section 2.2.3.1.1.1 « Contrôle des risques marchés énergies ») ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir la section 2.2.3.1.1 « Dispositifs sectoriels de contrôle des risques ») ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagement de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et garantir le maintien en condition opérationnelle de l'organisation de crise pour le niveau Groupe (voir la section 2.2.2.3 « Politique de gestion de crise »).

2.2.1.3.2 La filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. 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 (DAi) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'Audit des filiales par la DAi – hors RTE et Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…). À fin 2016, la filière audit du Groupe est composée de 65,75 ETP [1].

Un des chantiers du projet CAP 2030 concerne l'audit. En cohérence avec les actions d'amélioration du contrôle interne demandées au *management*, l'objectif validé en septembre 2015 [2] par le Comité exécutif consiste à recentrer l'audit du Groupe sur son rôle de 3e ligne de défense. Dans cet esprit, certaines équipes d'audit métier qui avaient davantage un rôle de second niveau de contrôle interne ont été réaffectées au renforcement du contrôle interne des structures concernées [3].

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*, en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour en mai 2016. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général et rend compte des travaux de l'Audit au Comité d'audit ; il donne les éléments d'information utiles au Comité d'audit sur l'adéquation des effectifs d'audit avec la réalisation des missions d'assurance à effectuer.

Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.

Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

En 2014, la filière audit s'est volontairement soumise à l'évaluation par l'IFACI [4], qui a attesté que ses pratiques sont conformes aux standards internationaux de la profession, comme elle l'a fait en 2008, puis en 2011-2012.

Modalités de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi et les Directions d'Audit des filiales assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAi réalise notamment les audits transverses *corporate* et les Directions d'Audit des filiales, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de filiales relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est examiné par le Président-Directeur Général, le Comité des risques, puis par le Comité d'audit d'EDF, avant examen par le Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :

- la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la maîtrise de leur contrôle interne ;
- les principaux processus comptables et financiers et les processus « tête de Groupe » (ressources humaines, systèmes d'information) ;
- les grands projets ;
- les risques de la cartographie des risques du Groupe, non traités par les audits ci-dessus, selon une périodicité adaptée à la criticité du risque ;
- le suivi des décisions de la Direction Générale.

Le programme des équipes d'audit des filiales est coordonné avec celui de la DAi.

Tous les audits donnent lieu à des recmmandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été corrigés. A contrario, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.

Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.

Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule les faits marquants des audits de l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit *corporate* et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit *corporate* réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents

1. *Équivalent temps plein en 2016 à périmètre constant par rapport à fin 2015.*
2. *Après examen par le Comité exécutif réuni en Comité de la transformation et présentation au Comité d'audit.*
3. *Équipes d'audit métier pour EDF SA (Production, Ingénierie, Commerce, Asie-Pacifique), audit EDF Polska, EDF Trading, EDF Luminus.*
4. *L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.*

ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Il donne une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité des risques puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière Groupe est composée de cinq Directions :

- La Direction Pilotage de la Performance et Filière Finance a pour missions de :
  - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en contribuant à la définition des plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, elle met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe ;
  - contribuer au suivi de l'exécution du budget au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
  - réaliser des revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
  - élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, contribuer à la diffusion de la culture de gestion au sein du Groupe ;
  - animer la Filière finance.
- La Direction Reporting Plan et SI Finance a pour missions de :
  - piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Elle joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
  - élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme ;
  - animer le contrôle interne et la gestion des risques pour l'ensemble de la Direction Financière ;
  - assurer la maîtrise d'ouvrage des systèmes d'information Finance.
- La Direction Comptabilité et Fiscalité a pour missions de :
  - établir les comptes sociaux d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
  - s'assurer de la conformité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
  - définir et d'actualiser la politique de contrôle interne comptable et financier, de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière ;
  - garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
  - s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
  - s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
  - identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.
- La Direction Financement et Investissements a pour missions de :
  - assurer le financement du Groupe et de ses filiales ;
  - gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non ;
  - instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières potentielles sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe ;
  - coordonner l'ensemble des actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec pour objectif notamment de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
  - développer et mettre en place des couvertures assurantielles innovantes et au meilleur standard du marché, destinées à accompagner le développement du Groupe dans toutes ses dimensions.
- La Direction Investisseurs et Marchés a pour missions de :
  - assurer la communication financière du Groupe ;
  - superviser avec la Direction Juridique l'organisation des assemblées générales des actionnaires ;
  - assurer l'ensemble de la relation avec les actionnaires individuels et institutionnels.

Les dispositifs de contrôle des filières métiers Contrôle de Gestion, Comptabilité et Fiscalité s'intègrent dans la politique de contrôle interne du Groupe déclinée dans les entités opérationnelles. Ils portent sur la mise en œuvre des politiques filière qui concernent en particulier, pour le domaine contrôle de gestion, le cycle de gestion et le pilotage – suivi des investissements –, et pour le domaine comptabilité et fiscalité la fiabilité de l'information comptable et fiscale et la lutte contre la fraude.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la ligne métier Contrôle de Gestion.

Concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.2.1.3.4 La Direction Juridique

La mission de la Direction Juridique (DJ), qui est rattachée au Secrétariat Général, est de protéger les intérêts du Groupe et de sécuriser ses activités, en apportant appui, conseils et expertises. Elle est aussi d'anticiper et planifier durablement cette protection des intérêts du Groupe, et de contribuer à sa performance, en particulier par l'optimisation de l'ingénierie contractuelle et des solutions juridiques.

Afin de renforcer la maîtrise globale des risques juridiques du Groupe, le Président-Directeur Général a décidé, par une décision en date du 23 septembre 2014, de créer une filière juridique Groupe dont l'animation est confiée au Directeur Juridique Groupe.

Au-delà de la contribution de la DJ au contrôle interne du Groupe visée aux sections 2.2.1.3.4 « La Direction Juridique » et 2.2.3.3 « Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements », un *reporting* juridique Groupe trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la DJ a mis en place un *knowledge management* pour assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.2.1.3.5 La Direction du *Contract Management*

Une meilleure gestion des contrats conclus par EDF est un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés. Le Groupe a ainsi souhaité créer, au périmètre du Groupe, une fonction d'appui « *Contract Management* » qui vise à améliorer la gestion des risques et créer des opportunités dans la gestion de ses contrats. Cette fonction fait intervenir des « *Contract Managers* » positionnés dans les métiers tout au long du processus contractuel.

La Direction du *Contract Management,* créée en août 2014 et rattachée au Directeur Juridique Groupe, a pour missions principales de structurer cette fonction d'appui, animer la filière *Contract Management,* mesurer sa performance et professionnaliser les acteurs du *Contract Management.*

Pour mettre en place et garantir la maîtrise contractuelle comme levier de performance, la Direction du *Contract Management* s'assure notamment :

- du missionnement des Responsables *Contract Management* dans les Divisions/Directions Métiers. Ces derniers contribuent au déploiement de la filière *Contract Management* et assurent le suivi des risques contractuels et des indicateurs de pilotage ;
- de la mise sous couverture, par un *Contract Manager,* des contrats supérieurs à 10 millions d'euros par un outil de *reporting* ;
- de la mise à disposition de référentiels et d'outils méthodologiques *Contract Management* ; et
- de la professionnalisation des *Contract Managers*.

2.2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction. L'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui ont eux-mêmes subdélégué vers les directeurs d'unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent. En complément, un *vade-mecum* sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique a été actualisé et diffusé en 2016. Ce *vade-mecum* est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.2.1.5.1 Démarche éthique et conformité

La Charte éthique Groupe déployée depuis fin 2013 définit les règles et les principes qui doivent guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Elle est accessible sur le site internet du Groupe, en français et en anglais. Fin 2016, la Charte comptait dix autres déclinaisons linguistiques : allemand, espagnol, hongrois, italien, mandarin, néerlandais, polonais, portugais, russe et vietnamien.

En décembre 2015, le dispositif Éthique et Conformité du groupe EDF s'est renforcé avec la création d'une Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG), la nomination d'un Directeur Éthique et Conformité Groupe qui appuie – avec son équipe – les dirigeants et, plus généralement, tous les collaborateurs du groupe, et la mise en place d'un programme Éthique et Conformité Groupe. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place.

Le 17 mai 2016, le Comité exécutif du groupe EDF a adopté la Politique Éthique & Conformité du groupe EDF (PECG) qui réunit les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. Il s'agit d'un document unique qui complète la Charte éthique Groupe, actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit. La PECG porte sur : la prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ; la déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, conformité au règlement EMIR) ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la protection de la sécurité des données personnelles ; la lutte contre la fraude ; la lutte contre le harcèlement et la discrimination ; la conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT, biens à double usage) ; la conformité aux programmes de sanctions internationales.

La PECG a établi comme priorité la prévention du risque de corruption. Une note d'instruction sur le contrôle d'intégrité des relations d'affaires est venue préciser cette thématique. Un programme de formation « Prévention du Risque Corruption » répondant aux exigences des autorités de contrôle a été spécifiquement défini à partir de mi-2016 pour les dirigeants et managers. Le programme est validé par une certification reconnue par l'ONU. Il existe également un e-learning « Prévenir la corruption » destiné à l'ensemble des salariés.

La Direction Éthique et Conformité a créé en 2016 un réseau d'une quarantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) dans les entités en France et à l'international. Les REC rendent directement compte aux dirigeants des entités et participent aux Comités de Direction pour un point d'information et de suivi sur la gestion des questions éthiques et de conformité. Ils disposent des moyens leur permettant de déployer et faire respecter la PECG.

En 2016, le dispositif d'alerte éthique existant a été renforcé et élargi. Il intègre désormais les thématiques liées à la conformité. Il permet à tout lanceur d'alerte de bonne foi de signaler un manquement aux engagements de la Charte éthique Groupe ou de la Politique Éthique & Conformité Groupe de façon confidentielle et sécurisée. La DECG anime la Commission Éthique et Déontologie Groupe et rend compte au Comité d'éthique du Conseil d'administration. Elle répond à toute consultation interne ou externe et à toute alerte de niveau Groupe (alertes dites « centrales ») dont elle est saisie.

Un chapitre spécifique au domaine Éthique et Conformité est inclus à la section 3.1.3.3 « Les règles éthiques et conformité du Groupe » dans le présent document de référence.

2.2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au Développement durable et fait du Développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale.

Le projet stratégique CAP 2030 visant à faire d'EDF « *l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone* » fixe des perspectives nouvelles à la dynamique Développement durable et environnementale du Groupe.

Six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, adossés à CAP 2030 et précisant la trajectoire du Groupe, ont été élaborés et mis en place en 2016 :

- aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par la COP 21 en baissant drastiquement nos émissions de CO_2 ;
- intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité hommes/femmes et promotion sociale interne ;
- proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits ;
- innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux ;
- organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet ;
- lancer une approche positive de la biodiversité. Ne pas se limiter à terme à la connaissance ou à la réduction des impacts de nos activités pour avoir un effet positif.

Le *Sustainable Development Committee* (SDC ou Comité de Développement durable) tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du système de *management* environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont Dalkia, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles…), ainsi que de nombreuses filiales internationales dont EDF Energy, EDF Luminus, EDF Trading, Edison.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, notamment sur l'aspect réglementaire et les thématiques environnementales à enjeu en donnant l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée et adaptée.

2.2.1.5.3 Maîtrise des risques financiers liés au changement climatique

Le groupe EDF a identifié, au travers de son processus de cartographie des risques, les risques physiques et financiers liés aux effets du changement climatique. Pour contribuer à réduire ces risques, EDF met en œuvre depuis 2010 une stratégie d'adaptation de ses actifs existants aux conséquences du changement climatique, et évalue ses investissements, notamment lors de leur examen par le CECEG, sous l'angle d'une part de leur contribution au changement climatique, et d'autre part de leur sensibilité à ses conséquences. Enfin, du fait de la stratégie CAP 2030 destinée à faire d'EDF le champion de la croissance bas carbone (voir section 1.3 « Stratégie du groupe EDF » dans le présent document de référence), le changement climatique constitue pour le Groupe à la fois une opportunité et un risque.

2.2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction compétente et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et certaines filiales.

Le Système d'Information (SI) Finance comporte un socle commun à toutes les Directions du Groupe, ainsi que des outils propres à chacune des entités ou filiales selon les spécificités du pays ou de l'activité et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI Finance en assure la maîtrise d'ouvrage par délégation du Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications centrales, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

La gouvernance de la filière SI se caractérise par un champ d'application étendu à l'ensemble des filiales non régulées du Groupe. Le pilotage est confié à la Direction des Systèmes d'Information Groupe en vue de garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par l'un des Comités d'EDF (cités à la section 2.2.1.1 « Organes de pilotage de la Direction Générale »), soit par le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France, soit par l'*IS Group Committee (ISGC)* comprenant également les Directeurs des Systèmes d'Information des filiales du Groupe, à l'exception des filiales régulées. Un Comité de politique industrielle IT décide les stratégies industrielles IT au périmètre EDF SA et établit des recommandations destinées aux filiales.

Par ailleurs la DSI Groupe assure également la cohérence stratégique du SI à moyen terme : dans ce cadre, la vision du SI à l'horizon 2020 ainsi que les orientations stratégiques associées ont été mises à jour en 2016.

Enfin, le Directeur des Systèmes d'Information Groupe a la mission de coordonner, pour le compte du Directeur Exécutif Groupe Innovation Stratégie Programmation, le déploiement de la transformation numérique interne du Groupe. Il s'appuie, pour cela, sur les correspondants qui lui sont désignés au sein des différents métiers.

2.2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF.

Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des marchés.

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. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2.2 LA GESTION ET LE CONTRÔLE DES RISQUES

2.2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la démarche de gestion et de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
  - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe en incluant les éventuelles opportunités associées et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
  - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe. Il est rendu compte régulièrement de la gestion des risques du Groupe en Comité des risques.

La démarche de gestion et de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette démarche s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte [1] des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques…). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques prioritaires sont placés sous la responsabilité d'un ou plusieurs « sponsors » au sein du Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction des Risques Groupe (voir la section 2.2.1.3.1 « La Direction des Risques Groupe ») et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

Depuis 2015, le Comité des risques a identifié, au sein de la cartographie des risques du Groupe, un ensemble plus restreint de « risques prioritaires », sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique. La connexion entre ces risques et le projet stratégique CAP 2030 a été privilégiée afin que, autant que possible, les plans d'actions de maîtrise des risques soient inclus dans les chantiers correspondants.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la Politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – CECEG –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits en section 2.1 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du document de référence 2016 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2016.

2.2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, validée dans sa nouvelle version par le Comité exécutif en janvier 2017, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées 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, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales [2] – éventuellement via les Directions de rattachement ;
- 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 ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

1. *Filière composée des responsables de l'établissement des cartographies et du contrôle des risques (voir la section 2.2.3.1.1 « Dispositifs sectoriels de contrôle des risques »).*
2. *Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des pouvoirs publics.*

2.2.3 LES ACTIVITÉS DE CONTRÔLE DU GROUPE

2.2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la Direction des Risques Groupe (DRG). Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies Groupe, validée par le Comité exécutif. Cette politique définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales dont elle assure le contrôle opérationnel et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Concernant les filiales co-contrôlées et sociétés non contrôlées opérationnellement [1], la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des activités de *trading* ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DRG. Les attendus, principales dispositions et modalités de mise en œuvre de cette politique sont décrits à la section 5.1.6.2. « Gestion et contrôle des risques marchés énergies ».

2.2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers et investissements

La Direction des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques marchés (taux, change, actions, crédit) de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de défaillance de contrepartie, notamment au travers de missions d'appui et de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (DFI), la salle des marchés et la Direction des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DRG) vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés », dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF-Invest (portefeuille non coté – actifs réels : fonds d'investissement, infrastructure et immobilier) de la Direction Financement et Investissements. Pour les « actifs dédiés », la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers d'EDF SA a été mise à jour et approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 11 février 2015. Un mandat de risque annuel ainsi que des cadres de travail spécifiques sont mis en place par la Direction des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles ainsi qu'au niveau global. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage du portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe est l'instance de pilotage du portefeuille non coté. La Direction des Risques Groupe participe à ces deux Comités pour notamment élaborer avec les gérants la stratégie de gestion des risques des deux portefeuilles. Par ailleurs, le Comité de suivi des actifs dédiés assure le suivi global du portefeuille. Il est structuré en configuration de Comité des risques, présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière ;
- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissement est rattaché à la Direction des Risques Groupe, elle-même rattachée au Secrétariat Général.

2.2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG »), qui est composé de l'ensemble des membres du Comité exécutif, examine, après une position de principe favorable d'un de ses membres, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros (sauf cessions stratégiques) ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie et crédits d'émission et quotas de CO_2 portant sur les volumes ou montants annuels supérieurs à 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO_2 ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les enveloppes budgétaires associées à certains programmes ;
- les décisions stratégiques susceptibles d'engager le groupe sur le long terme par plusieurs investissements ne dépassant pas 50 millions d'euros unitairement.

1. *S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.*

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau *corporate* (Direction des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats…) et les porteurs des projets, afin de vérifier la conformité à la politique « Engagements et Suivi des Investissements » et l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit à la section 4.2.2.4 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ».

La politique prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée afin de préserver confidentialité et réactivité. Ces projets sont sous la responsabilité d'un membre du Comité exécutif et du Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe dès lors que le Comité exécutif a fixé une position de principe favorable après avis de la Direction de la Stratégie. Le dispositif implique les Directions d'appui nécessaires à la bonne instruction du projet et les décisions relatives aux cessions sont supervisées par un comité *ad hoc,* le « Comité des cessions ».

2.2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'exigences clés communes à l'ensemble du Groupe) et porte sur le contrôle de la mise en œuvre des politiques en matière de systèmes d'information et la maîtrise des principaux risques SI transverses. Les principales prescriptions concernent les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, la gouvernance des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du COBIT *(Control Objectives for Information and related Technology).*

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre par la Direction des Systèmes d'Information Groupe à deux niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants risques et contrôle interne SI et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les Directions. La DSI Groupe assure une coordination étroite entre les réseaux des correspondants risques et contrôle interne SI et les Responsables Sécurité SI (RSSI), permettant ainsi de renforcer la couverture des risques et du contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales.

En France, le Comité des DSI France mandate le Comité sécurité (COSEC) pour la planification et le pilotage des travaux transverses au service de la sécurité. Il assure notamment les rôles suivants :

- contribution à l'élaboration et à la mise à jour des documents du référentiel de sécurité d'EDF SA. Coordination de l'animation, de la sensibilisation, de la formation et de l'appui aux métiers et à la filière IT en matière de sécurité du Système d'Information ;
- prise en compte de la veille institutionnelle et technique sur la sécurité du retour d'expérience global (mise en application, conformité, efficacité, incidents, *reporting*, revues, audits) ;
- instruction des dossiers complexes de demande de dérogation à la politique de sécurité.

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information (« PSSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. L'ajustement de cette politique ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis pour EDF SA et dans les filiales du Groupe à travers deux Comités dédiés :

- pour EDF SA, au rythme mensuel dans le cadre d'un Comité présidé par le Responsable Sécurité SI du groupe EDF, et rassemblant les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;
- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par un Comité présidé par le Responsable Sécurité SI du groupe EDF, et rassemblant notamment les Responsables Sécurité des Systèmes d'Information des principales filiales.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

L'année 2016 a été marquée par :

- une décision du Comité exécutif relative à la fixation d'objectifs de cyber-sécurité dans les contrats annuels de performance des entités, et une sécurisation des éléments budgétaires permettant un renforcement du niveau de sécurité ;
- la finalisation d'une nouvelle charte d'utilisation des SI (utilisateurs finaux et administrateurs) prenant en compte le développement des usages numériques ; son déploiement est prévu en 2017 ;
- l'approbation, par les métiers, d'une cartographie des applications à sécurité renforcée et des exigences correspondantes à appliquer ;
- la réalisation d'un nouvel exercice « cyber-attaque » avec la participation active d'une partie du Top Management d'EDF, de la filière Systèmes d'Information et des Métiers ;
- la mise en œuvre de deux exercices « Plan de continuité de l'activité » sur les *data centers* d'EDF ;
- l'accompagnement, par une analyse de risques systématique, des décisions de mise en place de SI externalisés ;
- l'accroissement du nombre de revues de vulnérabilités des infrastructures et des applications les plus critiques ;
- l'amélioration et l'extension des capacités de cyber-surveillance via la montée en puissance du *Security Operational Center* (SOC).

2.2.3.1.2.3 L'administration et le suivi des filiales

En application de la nouvelle politique « Mandataires Sociaux » signée par le Président-Directeur Général le 15 janvier 2015, toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés ; les nominations sont validées *in fine* par le Président-Directeur Général d'EDF.

Cette politique prévoit également la nécessité d'obtenir un accord de la Direction Générale préalablement à toute constitution de filiale ou prise de participation en France comme à l'étranger.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, rattachée à la Direction Juridique Groupe, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs).

2.2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

La Politique Assurances du groupe EDF, validée par le Directeur Financier en octobre 2012, a été mise en œuvre en 2013.

Véritable outil d'intégration des entités et des filiales du Groupe, cette politique précise le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe.

Pour compléter le dispositif de gouvernance :

- depuis 2004, en Comité d'audit, le Directeur de la Division Assurances Groupe fait le point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers ;
- depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances, 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 de couverture des risques assurables.

2.2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010. Il a également été revu en 2015 et 2016 pour s'insérer dans la nouvelle dynamique de contrôle interne Groupe. Les éléments fondamentaux relatifs à la gouvernance, aux rôles et responsabilités restent inchangés.

2.2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés – voir le chapitre 6 du présent document de référence) 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 2016. 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 décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Direction Comptabilité et Fiscalité Groupe 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 du Groupe est examiné au pas trimestriel et soumis à l'appréciation des Commissaires aux comptes une fois par an.

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 d'EDF 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 de référence 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…) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis 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 et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'informations entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.2.3.2.4 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 enfin 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 Projets Déconstruction et Déchets, et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » 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 SA pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

Chaque Directeur opérationnel et fonctionnel s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de contrôle interne du domaine comptable et financier, 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.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1er juin 2007 complétée par une décision du 12 mai 2011, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF, afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique, les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié…) ;
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;
- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

2.2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

2.2.3.3.1.1 Le domaine nucléaire

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent.

La réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* et de l'*Office for Nuclear Generation* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis, *National Nuclear Safety Administration* en Chine…).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président-Directeur Général du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité » ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) qui s'assure, pour le compte du Président-Directeur Général, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités d'exploitation et d'ingénierie ;
- la filière audit réalise plusieurs audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et les textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires, imposent à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

L'année 2016 a été marquée par la publication de plusieurs lois, ordonnances et textes d'application transposant des directives européennes (Directive 2009/71/Euratom du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté des installations nucléaires, modifiée par la Directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 ; Directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs ; Directive 2013/59/Euratom du Conseil du 5 décembre 2013 fixant les normes de base relatives à la protection sanitaire contre les dangers résultant de l'exposition aux rayonnements ionisants) et précisant les deux lois promulguées en 2015 (loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ; loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances, dite loi « Macron »), notamment :

- ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire ;
- ordonnance n° 2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes ;
- ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement ;
- loi n° 2016-1015 du 25 juillet 2016 précisant les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde des déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue ;
- loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages.

Ces dispositions législatives sont accompagnées par différents textes d'application en cours d'élaboration, notamment en matière d'évaluation environnementale, de protection de la biodiversité et de participation du public, sujets à fort enjeu pour la réalisation des projets industriels du Groupe et objets de deux des six objectifs de responsabilité d'entreprise dont le groupe EDF s'est doté en 2016.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

L'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB) s'inscrit dans la refonte de la réglementation générale applicable aux INB. Avec le décret modifié n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 dit décret « procédures », modifié partiellement en 2016, cet arrêté dont la plupart des articles sont entrés en vigueur depuis le 1er juillet 2013 constitue un texte majeur de déclinaison de la loi TSN, désormais incluse dans le Code de l'environnement et dont les modalités d'application sont précisées par des décisions et guides de l'ASN. Ces deux textes seront actualisés en 2017.

Enfin, l'ASN a engagé un vaste chantier visant à refondre la réglementation technique générale applicable aux INB. Depuis 2014, 11 décisions réglementaires regroupant plus de 270 articles et 6 guides ont été publiées, le programme prévoyant 13 autres décisions et 16 guides, dont l'élaboration est partiellement engagée.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011, les premiers enseignements pour son parc.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

Le planning de mise en œuvre des prescriptions techniques émises par l'ASN le 26 juin 2012 est respecté. Il est à noter en particulier que depuis le 1er janvier 2016, la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire) est en capacité d'intervenir sur 6 tranches d'un même site en moins de 24 heures pour acheminer et mettre en œuvre des moyens complémentaires humains et matériels permettant d'assurer le refroidissement des réacteurs et des piscines.

WANO (organisation mondiale des exploitants nucléaires) a réalisé six revues internationales de pairs *(Peer Review)* sur des centrales nucléaires françaises en 2016 : Gravelines, Nogent, Saint-Laurent, Flamanville, Chinon et Cruas. Le programme annuel consiste à passer une revue sur chaque centrale en moyenne tous les quatre ans. Ces revues permettent à des professionnels expérimentés du monde entier, d'observer concrètement nos pratiques de travail sur le terrain. La comparaison peut ainsi s'établir avec les meilleures pratiques internationales dans tous les domaines de l'exploitation des centrales nucléaires. Depuis le 1er janvier 2014 WANO met en œuvre lors de ses revues les nouveaux référentiels internationaux (PO&C : *Performance Objectives and Criteria*) dont l'évolution porte encore d'avantage l'accent sur la sûreté des installations. À l'issue de la revue, le Directeur d'Unité du site s'engage sur un plan d'actions élaboré en collaboration avec l'équipe WANO. Ces actions ont pour objectif de répondre aux recommandations émises. Deux ans après la revue, une équipe d'une dizaine d'experts WANO vient évaluer l'efficacité du plan d'actions mis en œuvre par le site au travers une *Follow-up*. Les recommandations émises lors de la *Peer Review* sont ainsi à nouveau évaluées. En 2016, trois revues de suivi ont été réalisées à Belleville, Chooz et Paluel. Ce suivi permet au site de renforcer ses actions sur ses éventuels domaines de faiblesses, avec l'aide d'experts internationaux qui, sur demande du site viennent aussi réaliser des missions de supports techniques (TSM). En 2016, 3 TSM ont été demandées par le parc à WANO (Corporate, Chooz et Fessenheim). L'ensemble de ces démarches permet aux sites de bénéficier d'un regard externe d'experts pour bénéficier de meilleures pratiques internationales.

Une OSART (mission d'évaluation de la sûreté en exploitation des centrales nucléaires organisée par l'AIEA) a été réalisée à Golfech en 2016 ainsi qu'une *Follow-up* de la *Corporate OSART* et une *Follow-up* de l'OSART de Flamanville 1-2.

2.2.3.3.1.2 Le domaine hydraulique

En ce qui concerne l'hydraulique, la sûreté est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques 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. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- 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 ;
- 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, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière 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 150 grands barrages, un examen technique complet est réalisé tous les dix ans, selon les modalités d'une vidange ou d'une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

En 2016, EDF a réalisé 134 revues de sûreté sur les ouvrages en exploitation sur les 156 attendues d'ici 2018 (voir le chapitre 1 « Présentation du groupe EDF » du présent document de référence).

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. 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.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation, chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.2.3.3.2 Autres réglementations

Pour ce qui est de la sécurité de ses installations, EDF met en œuvre sur l'ensemble des sites concernés les mesures prescrites par les pouvoirs publics en vue de leur protection.

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Elle prévoit la mise en place d'une revue annuelle groupe santé sécurité en Comité exécutif d'EDF.

En 2015, lors de la première revue annuelle Groupe, ont été définies les grandes orientations stratégiques santé et sécurité du programme CAP 2030 autour desquelles s'articule le plan d'actions triennal qui va se décliner dans chacune des sociétés du Groupe.

Le Comité exécutif de décembre 2015 a mis en place une nouvelle instance Groupe, le Comité stratégique santé sécurité, chargée de piloter le domaine Santé Sécurité, de préparer les orientations à faire valider en Comité exécutif et d'en suivre les avancées. Ces membres ont été directement désignés et missionnés par les membres du Comité exécutif. Ce Comité s'est réuni 4 fois en 2016.

2.2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.2.4 COMMUNICATION ET DIFFUSION DES INFORMATIONS

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté un code de déontologie boursière, revu courant 2016 et rappelant les principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. 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* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

2.3 Facteurs de dépendance

Le groupe EDF estime ne pas être en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et Enedis s'adressent à 25 143 fournisseurs en 2016 (contre 26 121 fournisseurs en 2015 et 26 349 en 2014). En 2016, les cinq premiers fournisseurs d'EDF et d'Enedis représentent 10,9 % (10,8 % en 2015 et 15 % en 2014) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustible) et d'Enedis, et les dix premiers représentent 15,8 % (15,1 % en 2015 et 20,8 % en 2014).

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables.

La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications pour des moyens de transmission spécifiques et sécurisés.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction et de la maintenance du parc de production nucléaire. En France, le groupe AREVA est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire, et EDF est le premier client du groupe AREVA. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe AREVA. Les deux groupes ont signé en juillet 2016 un protocole d'accord portant sur le devenir des activités d'AREVA NP, comportant également un volet stratégique et industriel global, de façon à renforcer leur coopération (voir section 1.4.1.2.3.4 « Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA »).

2.3.1 DOMAINE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Les relations entre le groupe EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire, tous types de combustibles inclus (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont du cycle »), EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe AREVA, qui représentait en 2016 de l'ordre de 52 % des achats d'EDF (44 % en 2015) :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF a également diversifié ses approvisionnements entre les grands fournisseurs mondiaux. Après une interruption liée à l'arrêt définitif de l'usine d'Eurodif, les prestations d'AREVA pour le groupe EDF ont repris en 2013 et la nouvelle usine d'AREVA, Georges-Besse II, assure désormais une part significative de ces services (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle »), l'intégralité des opérations en France est confiée au groupe AREVA :

- la gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont formalisées pour la période 2008-2040 dans l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008 et décliné dans des contrats d'application successifs (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015). Pour la période 2016-2023, le contrat y afférent a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle ») ;
- le recyclage, qui couvre la fabrication du combustible MOX, est pour sa part assuré dans l'usine AREVA de MELOX.

2.3.2 DOMAINE DU DÉVELOPPEMENT ET DE LA MAINTENANCE DES CENTRALES

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, leurs pièces de rechange et les études de sûreté correspondantes. EDF a ainsi signé en 2011 avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW à l'occasion de leur troisième visite décennale. Les fabrications des générateurs de vapeur, objet du premier contrat, sont en cours bien que des défauts de qualité dans les dossiers retardent la mise en place des nouveaux composants sur les installations. S'agissant du deuxième contrat, la première installation a été engagée en 2015, sur la tranche 2 de la centrale de Paluel, mais n'a pu être menée encore à son terme compte tenu de l'aléa survenu en mars 2016 sur cette installation (chute d'un générateur de vapeur usé lors de sa manutention, voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performance techniques »). La rénovation des systèmes de contrôle commande, objet de ce contrat, a depuis été réalisée avec succès sur les tranches de Paluel 1 et Cattenom 1. En outre, depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants de la chaudière (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville, pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique.

EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Pour autant, EDF a veillé à préserver ses intérêts dans le domaine nucléaire lors du rachat par General Electric de la branche Énergie d'Alstom. L'enjeu principal pour EDF est double :

- garantir, à un coût acceptable et jusqu'à la fin de vie de chaque palier, la capacité industrielle nécessaire au maintien en condition opérationnelle et la prolongation de la durée de fonctionnement du parc de production nucléaire exploité par EDF, en France et au Royaume-Uni, y compris les réacteurs EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C ;
- assurer la disponibilité pour EDF, pour les projets nucléaires futurs, d'une offre turbine à des conditions technico-économiques performantes.

La préservation de ces intérêts stratégiques repose sur des accords-cadres et la création d'une filiale commune GEAST dédiée aux activités concernant la salle des machines des centrales nucléaires. L'accord conclu entre l'État, Alstom et General Electric (GE) signé le 21 juin 2014 prévoit notamment la constitution d'une joint venture entre GE et Alstom (GEAST) dont Alstom détiendra 50 % moins 1 vote. Il est prévu que GEAST développe de façon exclusive les activités nucléaires d'Alstom pour le monde entier ainsi que les activités « vapeur » (hors nucléaire) d'Alstom en France uniquement. L'État y détient une « golden share », y est représenté par un administrateur et dispose de droits de véto sur certains sujets de gouvernance.

2.4 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait 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.

2.4.1 PROCÉDURES CONCERNANT EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché. Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un nouveau recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Le 19 avril 2016, l'État est intervenu dans cette procédure au soutien d'EDF. Cette procédure est actuellement pendante.

Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

L'État a disposé d'un délai de deux mois pour répondre à la mise en demeure, qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

Au 31 décembre 2016, les échanges entre la Commission européenne et l'État français sont toujours en cours.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF et Enedis ont fait l'objet, de 1997 au 31 décembre 2016, de 648 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

À fin décembre 2016, le nombre de dossiers contentieux ouverts est de 133 (110 pour EDF et 23 pour Enedis).

Le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 27,148 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Le nombre de contentieux initiés s'est stabilisé depuis 2010 (de l'ordre de 20 nouveaux dossiers chaque année). La charge financière supportée par la CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 30 millions d'euros.

Solaire Direct

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (ADLC) a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF avait fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

Le 21 mai 2015, la Cour d'Appel de Paris a partiellement réformé la décision de l'ADLC et annulé la sanction relative à l'utilisation de la marque et du logo EDF pour la période 2009-2010 ainsi que la majoration de la sanction au titre de la réitération. Au final, l'amende a ainsi été ramenée de 13,5 millions d'euros à 7,9 millions.

L'ADLC s'est pourvue en cassation le 16 juin 2015. EDF a également formé un pourvoi le 19 juin 2015. L'arrêt de la Cour de Cassation est attendu pour le second semestre de l'année 2017.

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros. Le Tribunal avait prononcé un sursis à statuer le 16 décembre 2014, dans l'attente de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris statuant sur le recours d'EDF contre la décision de l'ADLC précitée. L'arrêt de la Cour d'Appel étant intervenu le 21 mai 2015, l'affaire a été réinscrite au rôle. Par jugement en date du 21 février 2017, le Tribunal a prononcé un sursis à statuer jusqu'au prononcé de l'arrêt de la Cour de cassation dans le cadre du pourvoi de l'ADLC contre l'arrêt du 21 mai 2015 (voir le litige « Solaire Direct » ci-dessus).

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme de 18,3 millions d'euros au titre des dommages et intérêts allégués. Plusieurs jeux d'écritures ont été échangés entre les parties, mais aucune date de plaidoiries n'est fixée à ce jour.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement et rétroactivement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pesant sur EDF et revu à la baisse les tarifs d'achat pour les producteurs n'ayant pas finalisé leur demande de raccordement avant le 2 décembre 2010.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les ZNI et Enedis GRD en métropole au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses (voir section 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF » – « Enedis »).

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

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 responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- interjettent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;

- demandent systématiquement un sursis à statuer à la suite de la question préjudicielle posée le 20 septembre 2016 par la Cour d'Appel de Versailles à la Cour de Justice de l'Union européenne relative à la conformité des arrêtés de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État (sur l'origine de la question préjudicielle, voir section 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF » – « Contentieux avec des producteurs photovoltaïques »). De nombreux tribunaux et cours d'appel y répondent favorablement.

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence.

Eole Miquelon

Le 20 juillet 2015, la société Eole Miquelon a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques mises en œuvre dans le secteur de l'électricité à Miquelon.

La société Eole Miquelon, exploitant d'une ferme éolienne sur l'île, reproche à EDF d'avoir limité l'injection d'électricité d'origine éolienne produite par ses installations afin de privilégier sa propre production d'électricité. Ces pratiques auraient, selon la saisissante, entraîné la cessation de son activité sur l'île.

Xélan

Le 17 octobre 2016, la société Xélan a saisi l'Autorité de la concurrence en alléguant notamment que le refus d'EDF de lui transmettre les données de consommation des clients au tarif réglementé de vente l'empêcherait de construire ses propres offres de fourniture d'électricité basées sur la maîtrise de la consommation énergétique. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Ces opérations ne préjugent toutefois en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être imputée au groupe EDF. EDF a introduit un recours devant la Cour d'Appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies.

Enquête plafonnements CSPE

Le 27 mars 2014, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant les réductions sur la Contribution au Service Public de l'Électricité en France (CSPE) accordées aux grands consommateurs d'énergie et aux autoproducteurs sur le fondement des règles sur les aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur la décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 3 octobre 2014.

Enquête mécanisme de capacité

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant la mise en œuvre du mécanisme de capacité français afin d'évaluer sa conformité aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur cette décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 5 février 2016.

Par une décision du 8 novembre 2016, à la suite de différents remèdes proposés par la France, la Commission a conclu que le mécanisme de capacité français révisé est compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État. À la connaissance d'EDF, cette décision n'a pas fait l'objet de recours et est donc définitive.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF 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.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Litiges en matière fiscale

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes, accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'Administration fiscale. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF SA. Par ailleurs, EDF SA ainsi que ses filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont tous été confirmés par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé des pourvois devant le Conseil d'État contre ces décisions. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification portant sur l'exercice 2008 relative notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement, répétible chaque année, représente un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 500 millions d'euros à fin 2016.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. La procédure amiable initiée par EDF a abouti favorablement pour le Groupe courant 2016.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

Vent de Colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que « *le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (…) constitue une intervention au moyen de ressources d'État* ».

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié. L'arrêté du 17 juin 2014 a fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État, rejeté par un arrêt en date du 9 mars 2016, par lequel le juge a considéré que la notification de ce nouvel arrêté à la Commission européenne n'était pas nécessaire et a par ailleurs écarté le moyen selon lequel le niveau de rémunération des capitaux immobilisés accordé aux producteurs éoliens serait excessivement élevé.

Par un avis Praxair rendu le 22 juillet 2015, le Conseil d'État a considéré que le produit de la CSPE n'influence pas directement l'importance des aides allouées aux producteurs utilisant des énergies renouvelables. Il a déduit que la CSPE ne pouvait être regardée comme faisant partie intégrante du dispositif de soutien à la filière éolienne jugé illégal par l'arrêt Vent de Colère du 28 mai 2014 ou d'un autre dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Tirant les conséquences de l'avis du Conseil d'État, la Cour administrative d'appel de Paris a, par un arrêt du 23 février 2016, rejeté les demandes en restitution de CSPE, présentées par la société Praxair. La société Messer France, venant aux droits de la société Praxair, a formé un pourvoi à l'encontre de cet arrêt. Le Conseil d'État, par une décision du 22 février 2017, a décidé de surseoir à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) se soit prononcée sur les questions préjudicielles qui lui sont renvoyées, relatives à la compatibilité de la CSPE avec les directives fixant le régime général d'accise (92/12/CEE du 25 février 1992 et 2008/118/CE du 16 décembre 2008) et le cadre de la taxation des produits énergétiques et de l'électricité (2003/96/CE du 27 octobre 2003).

Par ailleurs, par une décision du 15 avril 2016, le Conseil d'État a condamné l'État à une astreinte de 10 000 euros par jour de retard s'il ne justifie pas, dans un délai de 6 mois, avoir fait le nécessaire pour assurer l'exécution de la décision du 28 mai 2014 en adressant à chacun des producteurs ayant bénéficié du soutien entre la date de l'arrêté du 17 novembre 2008 et la date de la décision de la Commission du 27 mars 2014, un titre de recettes correspondant aux intérêts calculés sur les montants d'aide versés durant cette période.

Les titres de perception ont bien été reçus par les sociétés de projet concernées du périmètre d'EDF EN et le 15 décembre 2016, un montant de 4,5 millions d'euros (pour la quote-part d'EDF EN) a été versé au titre des intérêts dus sur les sommes versées et qualifiées d'aide d'état.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale (CCI) par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur contestait la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifiait sa demande à cent millions de dollars américains.

Le tribunal arbitral, par décision du 7 septembre 2016, a débouté le fournisseur de gaz de l'intégralité de ses demandes.

SHEM

Aux fins d'alimentation du canal des Nestes, les concessionnaires ou exploitants d'ouvrages situés en amont (EDF et la SHEM) sont tenus à des obligations réglementaires de lâchers annuels de volumes d'eau (« lâchures agricoles »). Selon une « convention de lâchures agricoles » du 1er décembre 2003, EDF et la SHEM sont convenues des modalités techniques et financières des lâchures qu'effectuera la SHEM pour le compte d'EDF moyennant rémunération.

À partir d'octobre 2010, la répartition des ouvrages entre EDF et la SHEM ayant été modifiée par l'État au bénéfice de la SHEM à l'issue du renouvellement des concessions hydroélectriques, l'État a modifié la répartition des ouvrages concourant désormais aux obligations de lâchures agricoles. Aucun ouvrage concédé à EDF n'étant désormais tenu à ces obligations de lâchures, EDF a considéré que la convention précitée du 1er décembre 2003 n'avait plus d'objet et a rejeté les factures de la SHEM pour un montant total de 13 millions d'euros HT.

La juridiction administrative s'étant déclarée incompétente, la SHEM a assigné en octobre 2016 EDF devant le Tribunal de commerce de Paris en vue du paiement de ces factures. L'audience de mise en état s'est tenue le 24 novembre 2016 et la prochaine audience a été fixée au 2 mars 2017.

Bugey 5

À la suite du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 5 du site du Bugey en vue de poursuivre son exploitation pendant dix années supplémentaires, l'ASN a adopté le 23 décembre 2014 une décision fixant des prescriptions complémentaires. En mars 2016, la République, le Canton et la ville de Genève ont introduit devant le Conseil d'État une requête demandant l'annulation de la décision précitée de l'ASN ainsi que la décision implicite par laquelle le ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a, selon les requérants, autorisé la poursuite du fonctionnement pour une durée de dix ans du réacteur n° 5 de Bugey. Par ordonnance du 24 juin 2016 devenue définitive, le Président de la 6e chambre du Conseil d'État a rejeté pour irrecevabilité la requête de la ville de Genève et de la République et Canton de Genève.

Recours contre la décision de la Commission européenne d'autorisation du contrat pour différence HPC

L'Autriche a déposé le 6 juillet 2015 devant le Tribunal de l'Union européenne un recours contre la décision de la Commission européenne ayant autorisé le contrat pour différence négocié avec le gouvernement britannique au sujet d'Hinkley Point C. Ce recours est toujours pendant.

En parallèle, un ensemble d'opérateurs allemands et autrichiens mené par Greenpeace Energy (et comprenant d'autres acteurs, notamment Ecotricity, fournisseur d'électricité britannique) a également déposé le 15 juillet 2015 devant le Tribunal de l'Union européenne un recours contre la décision de la Commission européenne. Le 26 septembre 2016, le Tribunal a rejeté ce second recours aux motifs que les plaignants n'étaient pas parvenus à démontrer qu'ils étaient individuellement affectés par cette décision ni que celle-ci était susceptible de porter une atteinte substantielle à la position concurrentielle des sociétés concernées sur le marché de l'électricité de l'Union. Le 9 décembre 2016, Greenpeace Energy a fait appel contre cette ordonnance du Tribunal devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Ces deux recours n'étant pas suspensifs, EDF, le gouvernement britannique et CGN (Chine General Nuclear Power) ont signé, le 29 septembre, l'ensemble des accords relatifs à HPC, y compris le contrat pour différence.

Recours contre la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C

Saisine du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA

Autorisé par ordonnance en date du 20 juin 2016, le Comité central d'entreprise de la société EDF SA (ci-après, le « CCE ») a fait assigner la société EDF devant le Président du Tribunal de Grande Instance de Paris, statuant en la forme des référés, pour une audience qui s'est tenue le 22 septembre 2016. Le CCE demandait notamment au Président du Tribunal de Grande Instance de Paris statuant en la forme des référés d'ordonner à la société EDF de transmettre au CCE un certain nombre de documents et/ou d'informations, de proroger le délai de consultation du CCE d'EDF et de faire interdiction à la société EDF de mettre en œuvre le projet Hinkley Point C, ce qu'EDF a contesté. Par décision rendue le 27 octobre 2016, le Président du Tribunal de Grande Instance de Paris, statuant en la forme des référés, a jugé les demandes du CCE irrecevables et l'a condamné à verser à la société EDF SA la somme de 1 500 € au titre de l'article 700 du Code de procédure civile. Le CCE a fait appel de cette décision et une audience devrait se tenir devant la Cour d'Appel de Paris le 9 mars 2017. Une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) visant à contester la constitutionnalité de la loi n° 2013-504 du 14 juin 2013 dite de « sécurisation de l'emploi » qui fixe désormais les conditions selon lesquelles doivent être menées les procédures d'information consultation des représentants du personnel dans ce type de dossier a parallèlement été déposée par le CCE.

Saisine du juge des référés du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA

Le CCE a été par ailleurs autorisé, par ordonnance du 22 juillet 2016, à faire assigner la société EDF SA devant le juge des référés du Tribunal de Grande Instance de Paris pour l'audience du mardi 2 août 2016. Le CCE demandait notamment le retrait du point 4 sur la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C de l'ordre du jour de la réunion du Conseil d'administration d'EDF convoqué le 28 juillet 2016, dans l'attente de la décision judiciaire qui sera rendue à l'issue de l'audience du 22 septembre 2016 sur la régularité de la procédure d'information et de consultation du CCE et la demande de transmission de documents complémentaires indispensables à la formulation d'un avis éclairé, et en tant que de besoin, dans l'hypothèse où la présente décision à intervenir serait rendue postérieurement à la tenue de la réunion du Conseil d'administration d'EDF du 28 juillet 2016, la suspension de tous les effets de la délibération qui serait prise par le Conseil d'administration d'EDF sur la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C à l'issue de la réunion tenue le 28 juillet 2016. Par ordonnance rendue le 5 août, le juge des référés du Tribunal de Grande Instance de Paris a rejeté la demande du CCE, jugeant qu'il n'y avait pas lieu à référé, en l'absence de dommage imminent justifiant la suspension des effets de la décision du Conseil d'administration, et a condamné le CCE à verser à EDF la somme de 3 000 € au titre de l'article 700 du Code de procédure civile.

Saisine du Tribunal de commerce de Paris par cinq administrateurs d'EDF SA représentant les salariés

Cinq administrateurs d'EDF représentant les salariés ont assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris pour demander l'annulation de la décision du Conseil d'administration d'EDF adoptée le 28 juillet 2016 sur le projet Hinkley Point C, considérant notamment que les administrateurs d'EDF n'auraient pas disposé de l'ensemble des informations nécessaires et que certains administrateurs seraient en situation de conflit d'intérêts, ce qu'EDF conteste. Par un jugement rendu le 7 février 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les demandeurs.

Greenpeace

Greenpeace a déclaré avoir déposé une plainte le 24 novembre 2016 auprès du Parquet national financier contre EDF et son Président-Directeur Général pour délits boursiers, alléguant qu'ils auraient présenté un bilan inexact et diffusé des informations trompeuses. Cette plainte fait suite aux travaux du cabinet AlphaValue réalisés à la demande de Greenpeace et relatifs à la situation d'EDF.

EDF a contesté les analyses du cabinet AlphaValue et a rappelé que ses comptes sont audités et certifiés par ses Commissaires aux comptes, et que les coûts de démantèlement de son parc nucléaire en exploitation avaient par ailleurs fait l'objet d'un audit pour le compte du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, dont la synthèse, qui avait été rendue publique le 15 janvier 2016, confortait globalement les estimations de la société.

EDF a déposé une plainte pénale le 25 novembre 2016 pour tirer les conséquences de ces allégations mensongères et de ces informations trompeuses.

Saisine du Tribunal de commerce de Paris par AET

Dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité en base conclu le 20 décembre 2007 pour 20 ans, portant sur une capacité annuelle de 70 MW, la société Azienda Elettrica Ticinese (AET), société publique du Canton du Tessina, a sollicité une renégociation du prix de l'énergie, arguant du niveau des prix de marché devenu inférieur – à compter de 2014 et à certaines périodes – au prix du contrat.

Le prix du contrat étant ferme et en l'absence de clause de sauvegarde, EDF a proposé des aménagements, dans le respect de l'équilibre économique initial et en soulignant l'absence d'obligation de renégociation.

Les négociations n'ayant pas abouti, AET a assigné EDF devant le Tribunal de Commerce de Paris le 12 avril 2016.

Enquête AMF

Le 21 juillet 2016, l'AMF a procédé à des opérations de visite dans les locaux d'EDF, durant lesquelles EDF lui a remis des documents. Cette visite s'inscrit dans le cadre d'une enquête de l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés par EDF depuis juillet 2013. Elle ne préjuge en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être attribuée au groupe EDF.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture de deux enquêtes visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er avril 2016 dans un cas et depuis le 1er janvier 2014 dans l'autre, 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). Elles ne préjugent en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être attribuée au groupe EDF.

Enquête CNIL

Le 18 octobre 2016, la CNIL a procédé à un contrôle sur place dans les locaux d'EDF, dans le cadre des pouvoirs généraux de contrôle qu'elle tient de la loi de 1978. En l'occurrence, la CNIL a demandé des précisions sur le traitement par EDF des données à caractère personnel relevées au moyen des compteurs Linky et transmises par Enedis à EDF, ainsi que sur les modalités de recueil et de conservation de la preuve des consentements des clients concernant le traitement de données détaillées. EDF a fourni les éléments demandés ; à ce stade, la CNIL examine les éléments recueillis, sans que cela préjuge en aucune manière de la suite qui sera réservée à ce contrôle.

Redémarrage des réacteurs nucléaires n° 2 de Gravelines, n° 3 de Dampierre et n° 3 de Tricastin

Depuis 2015 et à la suite d'une anomalie détectée sur les calottes de la cuve de l'EPR de Flamanville, EDF a procédé, à la demande et sous le contrôle de l'ASN, à des analyses sur les réacteurs nucléaires en exploitation. Ces dernières étaient destinées à vérifier que les fonds primaires (c'est-à-dire la partie basse) des générateurs de vapeur équipant 18 réacteurs des paliers de type 900 MWe ou 1 450 MWe exploités par EDF ne présentaient pas d'anomalie similaire à celle découverte sur la cuve de l'EPR de Flamanville, à savoir une concentration importante en carbone, susceptible d'altérer leur résistance mécanique. Lors des contrôles des générateurs de vapeur, des concentrations en carbone ont été détectées dans certaines pièces, et sur certaines parties seulement, de douze réacteurs équipés de fonds primaires fabriqués par une entreprise japonaise, JCFC (Japan Casting and Forging Corporation). Parmi ces réacteurs figurent ceux des centrales nucléaires de Gravelines (n° 2), Dampierre (n° 3) et Tricastin (n° 3). Après plusieurs contrôles effectués par EDF lors des arrêts programmés de ces réacteurs et l'envoi à l'ASN de compléments techniques destinés à justifier l'aptitude au service des fonds primaires de ces générateurs de vapeur, l'ASN a donné son accord pour le redémarrage de chacun des réacteurs précités.

Par trois requêtes en référé déposées auprès du Conseil d'État le 23 décembre 2016 et accompagnées d'un recours en excès de pouvoir, l'Association Observatoire du Nucléaire a demandé la suspension des effets des accords de l'ASN aux redémarrages des trois réacteurs précités. Par ordonnance du 18 janvier 2017, le Conseil d'État a rejeté les requêtes en référé. L'examen des requêtes au fond à fin d'annulation est toujours en cours d'instruction devant le Conseil d'État.

Anomalies sur le parc nucléaire

À la suite de la détection d'une anomalie sur un générateur de vapeur du réacteur n° 2 de Fessenheim fabriqué dans les usines du Creusot (AREVA), Greenpeace et six autres associations ont déposé plainte contre EDF et AREVA le 14 octobre 2016 auprès du Parquet de Paris pour quatre délits dont usage de faux, mise en danger délibérée de la vie d'autrui et déclaration tardive d'incident. Parallèlement à cette action, l'association Observatoire du nucléaire avait déposé plainte le 4 mai 2016 auprès du Parquet de Chalon-sur-Saône pour faux, usage de faux et mise en danger de la vie d'autrui contre AREVA à la suite de l'audit réalisé sur les activités de l'usine du Creusot révélant notamment « *des irrégularités dans le contrôle de fabrication d'environ 400 pièces produites depuis 1965, dont une cinquantaine seraient en service sur le parc électronucléaire français* ». Par ailleurs, l'ASN a déclaré avoir fait le 25 octobre 2016 un signalement auprès du Parquet de Chalon-sur-Saône sur la base de l'article 40 du Code de procédure pénale à la suite des irrégularités constatées au sein de l'usine du Creusot.

2.4.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

RTE

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet de plusieurs vérifications de comptabilité sur les exercices passés. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu des jugements favorables sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil, confirmés, pour les exercices 2005 à 2007, par la Cour administrative d'appel de Versailles en juillet 2015. L'administration a déposé un pourvoi devant le Conseil d'État contre cet arrêt.

Enedis

Litiges en matière fiscale

L'administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP), et a adressé à la Société, fin 2009, une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006 incluant la quote-part liée à la distribution, laquelle a été filialisée depuis. Ce chef de redressement demeure contesté par le Groupe.

Enedis a, en 2015, fait l'objet d'une proposition de redressement sur ce même sujet au titre des exercices 2012 et 2013. Ce redressement est également contesté par Enedis.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF »).

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable

à Enedis, au motif qu'Enedis n'aurait pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

Enedis a souhaité faire application de sa 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 responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Depuis cette décision, le sursis à statuer dans l'attente de la réponse de la CJUE est demandé par Enedis ou l'assureur. De nombreux tribunaux et cours d'appel y répondent favorablement.

Recours contre les décisions tarifaires TURPE 3 et 4

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, laquelle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2010-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode « *erronée en droit* », au motif qu'elle ne prend pas en considération « *les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (…) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations* ».

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 *bis* » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1er août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1er janvier 2014, un TURPE dit « 3 *ter* » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013.

Par une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a adopté la décision TURPE 4. La méthode de calcul de la rémunération du capital retenue tire les conséquences de l'arrêt précité du Conseil d'État du 28 novembre 2012. Cette méthode de calcul consiste schématiquement à scinder l'assiette faisant l'objet de la rémunération en deux parties avec (i) une assiette « capitaux propres régulés » (CPR), incluant les seuls actifs financés par Enedis (elle exclut donc ceux qui l'ont été par les collectivités concédantes) à laquelle est appliqué un taux sans risque, et (ii) une assiette « base d'actifs régulés » (BAR), comprenant l'ensemble des actifs exploités par Enedis qu'ils aient été financés ou non par Enedis, à laquelle est appliquée une marge sur actif (ou prime de risque).

La délibération de la CRE du 12 décembre 2013 sur le TURPE 4 a fait l'objet d'un recours introduit devant le Conseil d'État par la société Direct Énergie le 17 février 2014. Dans sa requête, Direct Énergie soutenait que cette méthode était contraire à l'article 14 du règlement n° 714/2009 du 13 juillet 2009 du Parlement et du Conseil sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, repris par l'article L. 341-2 du Code de l'énergie, selon lequel « *les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les GRD […] reflètent les coûts effectivement engagés* ». Direct Énergie soutenait, en outre, que la méthode utilisée introduisait une sur-rémunération d'Enedis dès lors que la prime de risque s'applique à des biens qui n'ont pas été financés par le distributeur lui-même. Dans son arrêt du 13 mai 2016, le Conseil d'État a validé la méthode de calcul de la rémunération du capital utilisée dans le TURPE 4, en rejetant la requête en annulation formée par la société Direct Énergie. Il a jugé que cette méthode était conforme aux principes fixés dans son précédent arrêt sur le TURPE 3 dans la mesure où, en procédant à une distinction entre les CPR et la BAR, chacune de ces composantes ayant un niveau de rémunération distinct, la CRE avait tenu compte des spécificités comptables découlant du régime concessif. En outre, le Conseil d'État valide le fait que les biens financés par les autorités concédantes soient rémunérés par une prime de risque compte tenu (i) de l'obligation pour Enedis de restituer ces biens en bon état de fonctionnement et (ii) du versement d'une redevance par ce dernier. Il ajoute, en dernier lieu, que le TURPE ne constitue pas une aide d'État et que la délibération prévoit bien des dispositions sur l'horo-saisonnalité.

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de règlement de différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus manquements d'Enedis à ses obligations d'indépendance à l'égard d'EDF. La procédure est en cours.

Direct Énergie

Le 31 décembre 2015, la société Direct Énergie a assigné Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris pour des questions relatives à la rémunération de la gestion des clients disposant d'un contrat unique auprès des fournisseurs. Au cours du mois de mai 2016, les parties ont mis fin à leur différend de façon amiable.

Engie

Le 23 décembre 2016, la société Engie a assigné Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris au sujet de la rémunération des fournisseurs au titre des coûts de gestion des clients en contrat unique (voir section 1.4.2.1.4 « Les contrats de fourniture d'électricité »). La procédure est en cours.

Quadlogic Corporation Controls

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le TGI Paris de la société américaine Quadlogic Corporation Controls (QCC) portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon. La procédure est en cours.

EDF International

EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

EDF International a formé une demande reconventionnelle en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

Le 6 mai 2016, le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF International, lui donnant gain de cause et rejetant l'ensemble des demandes formulées à son encontre par Neckarpri. La demande reconventionnelle formée par EDF International n'a pas été admise.

Le Tribunal a condamné Neckarpri et le Land à supporter 75 % des frais d'arbitrage et à payer à EDF International un montant de 4 millions d'euros au titre des coûts de procédure engagés. Neckarpri s'est acquitté de ce paiement le 3 juin 2016.

Hongrie – BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1er mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE) le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus tenue de rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret Cogen [1] pour la vente de la seconde moitié de sa production, qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. EDF International a saisi la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye (i) d'une demande d'indemnisation pour la perte des PPA, évaluant son dommage à environ 290 millions d'euros en prenant en compte l'effet du décret « chaleur » qui limitait le profit global de BE ZRt, ainsi que (ii) d'une demande de remboursement des coûts échoués, liés à la résiliation des PPA, d'environ 300 millions d'euros. La Commission européenne est intervenue en qualité d'*amicus curiæ* au cours de cette procédure.

Le Tribunal arbitral a rendu le 3 décembre 2014 une sentence qui donne raison à EDF International et condamne l'État hongrois à lui verser la somme de 107 millions d'euros (augmentée des intérêts). Le Tribunal arbitral a constaté que la Hongrie a violé le Traité sur la Charte de l'Énergie pour deux raisons : la première résulte de l'absence de compensation adéquate suite à la résiliation des PPA, la seconde, de l'adoption du décret « chaleur », qui constitue une violation distincte du TCE.

La Hongrie a déposé, le 20 janvier 2015, auprès du Tribunal fédéral suisse un recours en annulation de la sentence.

Par un arrêt du 6 octobre 2015, le Tribunal fédéral suisse a rejeté en intégralité le recours de la Hongrie, et l'a condamnée à payer à EDF International une indemnité de 200 000 francs suisses (179 500 euros) à titre de dépens. La Hongrie s'est acquittée de ce paiement. La sentence est définitive et ne peut plus faire l'objet de recours.

Le 27 décembre 2016, la Hongrie a payé à EDF le montant principal de sa condamnation ainsi que les intérêts, soit une somme totale de 111,6 millions d'euros.

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectifications reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressement à l'encontre desquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Par jugement en date du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. La Cour d'Appel d'Aix-en-Provence par jugement en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes dirigées notamment à l'encontre du groupe EDF ENR. La Cour retient qu'il n'y a eu aucune direction de fait ni de faute de gestion et conclut, en substance, que la crise financière de 2008 ainsi que la défaillance de l'actionnaire principal, événements imprévisibles, conjugués à l'absence de substitution d'un partenaire crédible à l'actionnaire majoritaire dans la poursuite du projet, sont à l'origine de l'échec de la réalisation du projet.

Le liquidateur a formé un pourvoi devant la Cour de Cassation pour contester la décision d'appel du 19 mars 2015.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centraco), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le

1. *Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération, adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».*

redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état.

Faisant suite à sa décision du 14 janvier 2014 par laquelle elle avait fixé de nouvelles prescriptions techniques préalables indispensables à la reprise des activités, l'ASN a autorisé le redémarrage du four de fusion par décision du 2 avril 2015. À l'issue d'une convocation de son représentant devant le juge d'instruction le 16 septembre 2015, SOCODEI a été mise en examen pour homicide involontaire. Le parquet de Nîmes a dressé le 13 juillet 2016 un réquisitoire demandant le renvoi de SOCODEI devant le Tribunal correctionnel de Nîmes. À ce jour, aucune date d'audience n'a encore été fixée.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (ACEA), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis *(segnalazione)* dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a, d'autre part, indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014.

Au cours d'une première audience devant la Cour d'Appel de Rome le 15 juin 2015, l'audience de procédure a été renvoyée au 21 mars 2016. Lors de cette dernière, le juge a fixé au 20 mai et 9 juin les dates limites pour le dépôt des mémoires. L'arrêt de la Cour, rendu le 17 octobre 2016 et communiqué aux parties le 15 décembre 2016, a rejeté l'intégralité des demandes d'ACEA qu'elle a condamnée au paiement des frais de procédure. La décision a été notifiée, faisant courir le délai de pourvoi en cassation de 60 jours jusqu'au 20 février 2017.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens dirigeants de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'assises, Edison a été mise hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés. Le procureur a saisi la Cour de Cassation qui a jugé le pourvoi irrecevable par décision du 18 mars 2016 et a renvoyé la procédure devant la Cour d'Assises d'Appel de l'Aquila. La première audience a eu lieu le 12 décembre 2016. À la suite de cette audience, une décision est attendue au cours du premier semestre 2017.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

À la suite de l'audience du 15 janvier 2015, ce dernier, par décision du 5 mars 2015, a définitivement annulé l'acte du Commissaire spécial délégué.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la Cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012. Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis, qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement). Aucune date d'audience devant le Tribunal administratif du Piémont n'a été fixée à ce jour.

À l'issue du procès devant la cour d'assises du 18 décembre 2015, les ex-dirigeants d'Ausimont et Montedison ont été acquittés des charges d'empoisonnement des eaux. Par conséquent, aucune responsabilité civile n'a été retenue à l'encontre d'Edison. L'arrêt contenant la motivation de la décision a été publié le 6 juin 2016 et a fait l'objet d'un appel devant la Cour d'Assises d'Appel de Turin. Aucune date d'audience n'a été fixée à ce jour.

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

En mars 2015, le demandeur a également engagé devant le Tribunal de Milan une action civile en dommages-intérêts contre EDF, A2A et Edison sur la base d'une argumentation factuelle similaire à celle développée dans le cadre de la procédure administrative. L'assignation a été notifiée à EDF le 27 mars 2015.

En l'espèce, le demandeur prétend que les négociations entre EDF et A2A ayant conduit à la prise de contrôle d'Edison et d'Edipower n'auraient pas été menées en adéquation avec le principe de bonne gestion d'Edison et auraient été contraires aux intérêts de ses actionnaires minoritaires. Le demandeur se serait trouvé contraint de vendre ses actions dans le cadre de l'OPA obligatoire qui a suivi la prise de contrôle d'Edison sous peine de perdre la liquidité de sa participation à hauteur d'environ 10 % du capital social d'Edison. Pour mémoire, le prix de l'offre était de 0,89 centime par action ordinaire. Le demandeur invoque un préjudice résultant de la dévaluation des titres Edison inscrit dans son bilan au 31 décembre 2011 de l'ordre de 294 millions d'euros. Malgré cela, il ne quantifie pas sa demande de dommages-intérêts et réclame la désignation d'un expert judiciaire afin de procéder à l'évaluation exacte de son préjudice.

Une audience de procédure devant le Tribunal civil de Milan s'est tenue le 26 janvier 2016. Le juge a fixé au 29 mars et 18 avril les dates limites pour le dépôt des mémoires en réponse. Par décision du 5 mai 2016, déposée et communiquée aux parties le 2 novembre 2016, le Tribunal a rejeté les exceptions de procédure et fins de non-recevoir soulevées à l'encontre du demandeur et a fixé la date de la première audience d'instruction au 20 décembre 2016. Cette audience a fixé le calendrier de dépôt des mémoires par les parties ainsi que la date de la prochaine audience au 26 septembre 2017.

Actions engagées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotone, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions engagées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

2.4.3 LITIGES POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2016

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution adoptées le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017 et publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

2.5 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.

2.5.1 ORGANISATION ET POLITIQUE ASSURANCES

La Division Assurances Groupe est responsable de l'élaboration de la Politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables [1].

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe (voir section 2.5.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance »).

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) ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ce travail, mené en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permet 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 définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation.

La Politique Assurances du Groupe, actualisée en 2016, a été validée par le Comex en janvier 2017. Sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

La finalité

La Politique Assurances 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 (communs pour EDF et les filiales concernées), 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.

Les modalités de mise en œuvre

Depuis 2004, un point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers est présenté annuellement en Comité d'audit.

Depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances, 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 de couverture des risques assurables.

La Division Assurances réalise annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe afin d'identifier les solutions, éventuellement partielles, de couverture de ces risques. 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.

EDF a mis en place ses programmes d'assurance Groupe en les étendant largement aux 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.

Le Code de l'énergie a progressivement amené RTE à transférer sur le marché des assurances les garanties des programmes d'assurance du groupe EDF. RTE est totalement sorti des programmes d'assurance du groupe EDF au 31 mars 2015.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

2.5.2 RECOURS AUX CAPTIVES ET AUX MUTUELLES D'ASSURANCE

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives d'EDF 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.

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (OIL) pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL 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 OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

EDF participe également à ELINI *(European Liability Insurance for the Nuclear Industry),* EMANI *(European Mutual Association for Nuclear Insurance),* NIRA

1. *Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.*

(Nuclear Industry Reinsurance Association) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

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.

2.5.3 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 leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

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, n'excède pas 5 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

2.5.4 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.

2.5.5 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

2.5.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend EDF, Enedis, EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que de nombreuses autres filiales.

Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme dommages conventionnels, 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, n'excède pas 25 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 décrites à la section 2.2.2 (« La gestion et le contrôle des risques »).

RTE a souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens.

2.5.5.2 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, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbines à combustion, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

2.5.5.3 Couverture tempêtes

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité.

D'une durée de 5 ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo France pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

2.5.6 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

2.5.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n^{os} 68-943 du 30 octobre 1968, 90-488 du 16 juin 1990 et 2006-686 du 13 juin 2006 (dite TSN), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a notamment modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui sont respectivement passées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux seuils légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance responsabilité civile nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée et ce, dès le 18 février 2016.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Cette couverture a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles – voir section 1.5.6.2.2

« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

La gestion de sinistres a quant à elle été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société EQUAD qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le *Nuclear Installations Order* (ordonnance de transposition des protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

Actuellement EDF Energy est assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société captive de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

2.5.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé (pour plus de détails voir la section 2.5.6.1 « Responsabilité civile d'exploitant nucléaire » et la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

2.5.6.3 Dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* anglais NRI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome, le *pool* nucléaire français) et à EMANI (mutuelle nucléaire) (voir sections 2.5.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance » et 2.5.7 « Primes »), pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1er avril 2015 pour une durée de trois ans, jusqu'au 30 mars 2018.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG *(Constellation Energy Nuclear Group)* aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited* – mutuelle nucléaire).

2.5.7 PRIMES

Le montant total des primes des assurances des programmes Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 196,8 millions d'euros, en 2016.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

3

Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines

3.1 Introduction 156

3.1.1 Matrice de matérialité : prioriser les enjeux 156
3.1.2 Objectifs de Responsabilité d'Entreprise 157
3.1.3 Éthique et conformité 158
3.1.4 Transparence fiscale 162
3.1.5 Sûreté des équipements industriels et sécurité des tiers 164

3.2 Exigences environnementales et sociétales 164

3.2.1 Stratégie de lutte contre le changement climatique 164
3.2.2 Ressources naturelles et préservation de l'environnement 173
3.2.3 Dialogue et territoires 184
3.2.4 Porter une attention particulière aux personnes 189
3.2.5 Organisation et déploiement de l'action 192
3.2.6 Mécénat 198

3.3 Ressources humaines 198

3.3.1 L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences 198
3.3.2 La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue 203
3.3.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif 205
3.3.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes 207

3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques 212

3.4.1 Dispositif de *reporting* *212*
3.4.2 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 212
3.4.3 Indicateurs 216

3.5 Notation extrafinancière 223

3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes 224

Ce chapitre comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 2251021 du Code de commerce et du décret d'application de la loi Grenelle 2 du 24 avril 2012, qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du Développement durable.

3.1 Introduction

3.1.1 MATRICE DE MATÉRIALITÉ : PRIORISER LES ENJEUX

EDF a conduit sa première analyse de matérialité [1] en 2014, avec pour objectif de hiérarchiser les enjeux Développement durable importants du Groupe, tant du point de vue d'EDF que du point de vue de ses parties prenantes. Il s'agit de s'assurer que les engagements et la communication du groupe EDF répondent aux attentes des parties prenantes et aux enjeux stratégiques pour le Groupe. L'analyse a été complétée en 2015 avec l'ajout d'une filiale supplémentaire [2]. Elle sera actualisée en 2017.

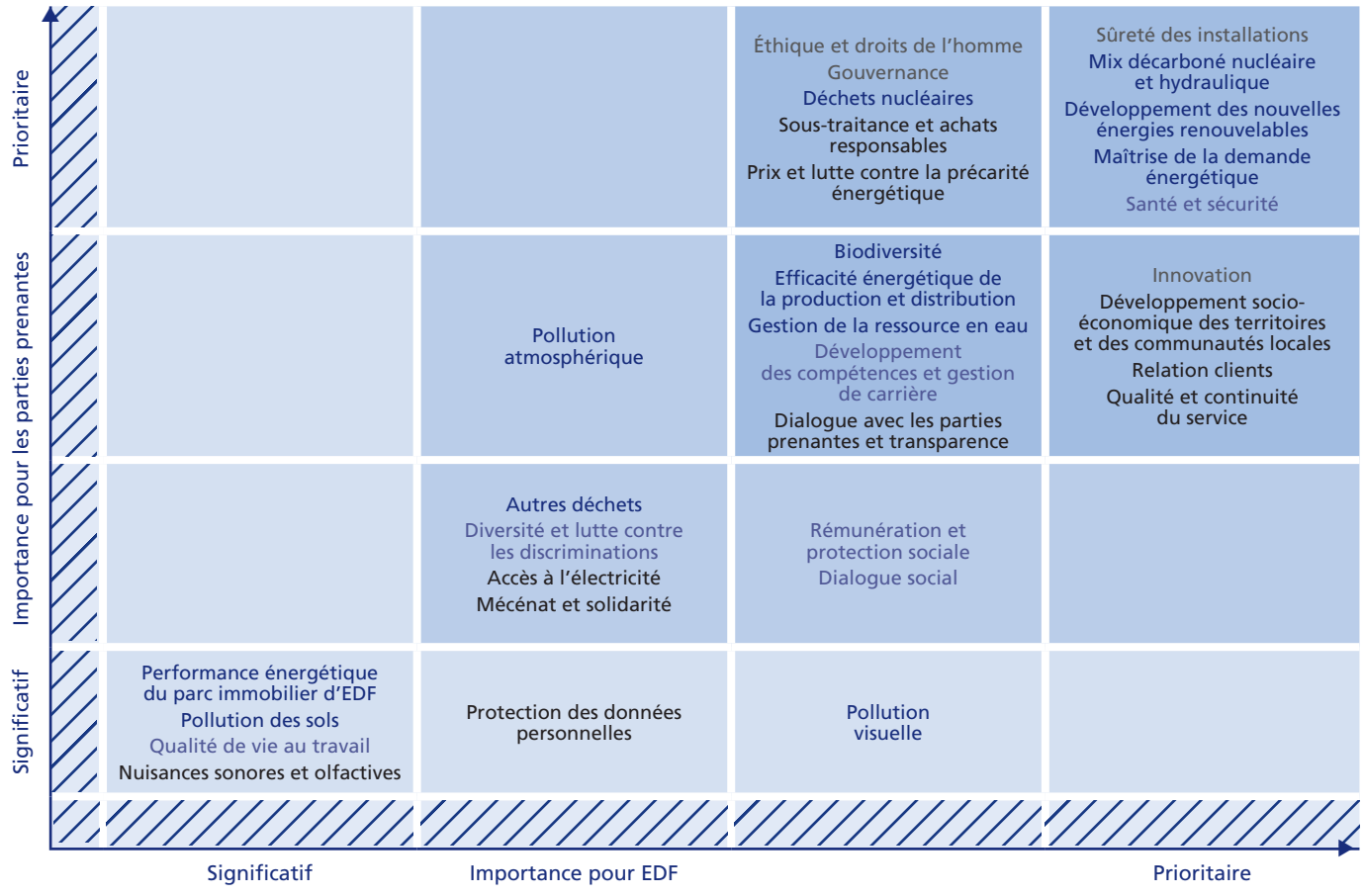
Analyse de matérialité

L'analyse a été réalisée avec l'appui méthodologique d'un cabinet d'expertise, sur la base d'entretiens avec des parties prenantes internes (salariés, directeurs et responsables représentant tous les métiers du Groupe et les principaux pays d'implantation : France, Royaume-Uni, Italie, Pologne, Belgique, Brésil) et externes (membres du panel et du Conseil développement durable et représentants de l'État français, principal actionnaire). Les enquêtes et baromètres internes (enquêtes de satisfaction clients, baromètres prestataires, enquêtes auprès du grand public, etc.), ainsi que les analyses sectorielles des agences de notation extrafinancière ont également nourri cette évaluation.

La liste des enjeux analysés a été définie afin de couvrir l'ensemble des thématiques de la norme ISO 26000 relative à la responsabilité sociétale des organisations, avec un niveau de détail adapté à l'importance sectorielle du sujet. Ainsi, la lutte contre le changement climatique a notamment été subdivisée en plusieurs enjeux, correspondant aux leviers d'action d'EDF : mix décarboné nucléaire et hydraulique, développement des nouvelles énergies renouvelables, efficacité énergétique, maîtrise de la demande énergétique.

L'analyse de matérialité a été présentée au Comité exécutif Groupe.

Principaux enseignements



Légende : • Bleu : enjeux environnementaux • Bleu clair : enjeux sociaux • Noir : enjeux sociétaux • Gris : enjeux transversaux

1. *En accord avec la définition du principe de matérialité figurant dans l'article 225 du Grenelle 2, la norme AA 1000, les lignes directrices du GRI G4, la norme ISO 26000 et le cadre de référence de l'IIRC sur le rapport intégré.*
2. *EDF Norte Fluminense.*

Les enjeux les plus matériels comprennent la sûreté des installations, un mix énergétique décarboné (nucléaire et énergies renouvelables), le développement des nouvelles énergies renouvelables, la maîtrise de la demande énergétique ainsi que la santé et la sécurité. Au total, 19 enjeux prioritaires sont identifiés. Ils font tous l'objet d'une attention spécifique (politique, objectifs, *reporting* et pilotage) dans le cadre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et sont détaillés dans le contenu du présent document de référence (voir le tableau de correspondance GRI – *Global Reporting Initiative* – disponible sur le site internet edf.fr).

3.1.2 OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Le monde de l'énergie se transforme. L'énergie est de plus en plus décentralisée, décarbonée et numérique. Le client devient toujours plus acteur de sa consommation, de ses économies d'énergie et de sa production. Les compteurs évoluent vers plus d'intelligence. Le numérique rend possible l'optimisation des consommations et la commande à distance des objets. Vent, soleil, mer : les ressources pour produire de l'électricité se diversifient, renouvelables et respectueuses de la nature. Toutes ces innovations font changer et évoluer EDF. Cette volonté de transformation, cette inscription au plus près des clients et des territoires, au cœur de la transition énergétique et des enjeux climatiques, c'est ce que porte la nouvelle stratégie d'EDF, CAP 2030 : un électricien responsable, champion de la croissance bas carbone.

Dans ce cadre, EDF s'est fixé six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, en résonance aux 17 Objectifs de Développement durable de l'ONU et dans le prolongement des valeurs que porte le Groupe depuis 70 ans [1]. Ils portent chacun une ambition forte sur le climat et le carbone, le développement humain des salariés du groupe, les offres en direction des clients, et notamment les clients vulnérables, l'efficacité énergétique, le dialogue et la concertation, la préservation de la biodiversité. Ces six objectifs se substituent aux précédents Engagements de responsabilité d'entreprise (ERE), en intégrant les évolutions de contexte en cohérence avec le projet stratégique du Groupe.

Ces six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise ambitieux fixent la feuille de route des métiers et des filiales du groupe pour réussir CAP 2030. Intégrés au cœur des revues stratégiques [2] et des projets du Groupe, ils seront évalués dans le cadre de l'exercice de *reporting* extra-financier, et l'entreprise en rendra compte chaque année. La responsabilité d'entreprise est ainsi placée au cœur de la stratégie d'EDF.

Objectif n° 1 : aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par la COP 21 en baissant drastiquement les émissions de CO_2

La communauté internationale a réaffirmé lors de la Conférence de Paris l'objectif incontournable de limiter la hausse des températures en dessous de 2 °C. Les gaz à effet de serre et, en particulier, les émissions de CO_2 sont reconnus comme les principaux responsables du changement climatique. EDF, dont la situation de producteur bas carbone est unique parmi les grands électriciens, s'engage à produire une électricité toujours moins carbonée. D'ici 2030, le Groupe s'est fixé pour ambition d'aller encore plus loin dans la réduction des émissions de CO_2.

Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de Développement durable n° 13 (lutte contre le changement climatique) et 7 (recours aux énergies renouvelables) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015 [3].

Objectif n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, promotion hommes/femmes et promotion sociale interne

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur de la stratégie CAP 2030, élément clé de la performance du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de santé, professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en ce qui concerne le développement des hommes et des femmes, pour maintenir le très fort engagement des salariés.

Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de Développement durable n° 3 (accès à la santé) et 5 (égalité des sexes) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015.

1. *Annoncés par le Président lors de l'Assemblée générale, ils résultent d'un choix du Comex sur la base de propositions issues d'une réflexion menée par un groupe de pilotage transverse intégrant les représentants désignés des grands métiers et filiales du Groupe.*
2. *Au sein desquelles est définie la contribution de chaque métier ou filiale (voir section 3.2.5.2 « L'intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe »).*
3. *Le 25 septembre 2015, les pays ont eu la possibilité d'adopter un ensemble d'Objectifs de Développement durable pour éradiquer la pauvreté, protéger la planète et garantir la prospérité pour tous dans le cadre d'un nouvel agenda de Développement durable. Chaque objectif a des cibles spécifiques à atteindre dans les 15 prochaines années. Les gouvernements, le secteur privé, la société civile et les personnes physiques sont invités à contribuer activement à l'atteinte de ces objectifs.*

Objectif n° 3 : proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits

Depuis près de trente ans, EDF travaille aux côtés des pouvoirs publics, des collectivités territoriales et des acteurs sociaux pour lutter contre la précarité énergétique. Pour éviter que la facture énergétique n'aggrave les situations de fragilité sociale, le groupe EDF s'appuie sur le numérique pour renforcer l'information et l'accompagnement des populations fragiles.

Cet objectif participe de l'atteinte de l'Objectif de Développement durable n° 10 (réduction des inégalités) fixé par l'ONU le 25 septembre 2015.

Objectif n° 4 : innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux

Les clients deviennent de plus en plus acteurs de leur consommation d'énergie. Le groupe EDF s'engage à proposer des offres et des services numériques innovants, de plus en plus performants au fil des évolutions technologiques et du déploiement de compteurs communicants, qui permettront d'analyser au mieux leurs consommations et d'économiser l'énergie.

Cet objectif participe de l'atteinte de l'Objectif de Développement durable n° 12 (consommation responsable) fixé par l'ONU le 25 septembre 2015.

Objectif n° 5 : organiser, de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet

Le Groupe a l'ambition de renouveler et de systématiser ses pratiques de dialogue autour de chaque nouveau projet, afin de mieux prendre en compte les attentes des territoires et de leurs habitants. Le groupe EDF s'engage à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes, et à en assurer un *reporting* public.

Cet objectif participe de l'atteinte de l'Objectif de Développement durable n° 17 (partenariats pour les objectifs mondiaux) fixé par l'ONU le 25 septembre 2015.

Objectif n° 6 : lancer une approche positive de la biodiversité. Ne pas se limiter à terme à la connaissance ou à la réduction des impacts des activités pour avoir un effet positif sur la biodiversité

Le Groupe veut aller plus loin dans son approche de la biodiversité et en développer une approche positive, en comprenant ce qu'il peut faire de mieux et en évitant au maximum des dommages irréversibles sur la nature. EDF ne souhaite pas se limiter à une approche défensive de la biodiversité, uniquement centrée sur la réduction des impacts de ses activités industrielles sur les écosystèmes.

Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de Développement durable n° 14 (protection de la faune et de la flore aquatiques) et 15 (protection de la faune et de la flore terrestres) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015.

3.1.3 ÉTHIQUE ET CONFORMITÉ

3.1.3.1 L'engagement du groupe EDF sur les questions éthiques et de conformité

En décembre 2015, le Président-Directeur Général d'EDF a pris la décision de mettre en place un programme Éthique et Conformité Groupe. Ce dernier répond aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques du marché.

Le Comité exécutif Groupe, présidé par le Président-Directeur Général d'EDF, est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme de conformité, d'affecter les moyens et ressources nécessaires et d'assurer le suivi et le contrôle de sa mise œuvre.

Ce programme place tout dirigeant d'EDF, et plus généralement tous les salariés, au cœur d'un dispositif de conformité. Les responsables doivent ainsi s'assurer au quotidien que tous les collaborateurs connaissent, comprennent et respectent les règles de conduite relevant de l'éthique et de la conformité.

La mise en place du programme Éthique et Conformité a eu pour conséquence la création d'une Direction Éthique et Conformité du Groupe et la nomination d'un Directeur Éthique et Conformité Groupe qui appuie, avec son équipe, les dirigeants et plus généralement tous les collaborateurs du Groupe, dans la mise en œuvre du Programme.

3.1.3.2 Le dispositif d'alerte

Le système d'alerte éthique d'EDF géré par la Direction Éthique et Conformité est un dispositif qui permet à tout salarié de bonne foi de signaler un manquement aux engagements de la Charte éthique Groupe ou de la Politique Éthique & Conformité Groupe de façon confidentielle et sécurisée. L'interface est une page web [1] permettant d'indiquer l'objet de l'alerte et d'en décrire brièvement les éléments clés. Le système d'alerte est accessible 7 jours sur 7, 24 heures sur 24, et l'alerteur reçoit un accusé de réception sous 72 heures, lui indiquant l'enclenchement du traitement de son alerte. Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, chaque alerte fait l'objet d'un traitement. Dans le cadre de la loi « Sapin II », le dispositif d'alerte intègre désormais les thématiques liées à la conformité.

Les résultats annuels agrégés sont présentés au Comité d'éthique du Conseil d'administration.

Au 31 décembre 2016, le système d'alerte Groupe a identifié 75 « manquements importants » à la Charte éthique Groupe ou à la Politique Éthique & Conformité Groupe (voir section 3.1.3.3 « Les règles Éthique et Conformité Groupe »).

Dans le cadre des futurs décrets d'application relatifs à la loi « Sapin II » promulguées le 9 décembre 2016, le dispositif d'alerte fera l'objet en 2017 d'un examen pour mise en adéquation.

1. *https://www.edf.fr/edf/alerte-ethique.*

	Nombre de cas détectés		Répartition géographique					
Thème	**en 2015**	**en 2016**	**EDF SA**	**France hors EDF SA**	**Europe**	**Asie**	**Amériques**	**Afrique**
Charte éthique Groupe	11	23	16	4	3	0	0	0
Lutte contre la corruption	0	0	0	0	0	0	0	0
Déontologie financière	0	0	0	0	0	0	0	0
Droit de la concurrence	1	0	0	0	0	0	0	0
Conflits d'intérêts	0	3	2	1	0	0	0	0
Sécurité des données personnelles	0	1	0	0	1	0	0	0
Lutte contre la fraude	29	23	9	4	9	0	1	0
Harcèlement – discrimination	19	25	17	5	2	0	1	0
Réglementations sectorielles	0	0	0	0	0	0	0	0
Sanctions internationales	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**60**	**75**	**44**	**14**	**15**	**0**	**2**	**0**

3.1.3.3 Les règles Éthique et conformité du Groupe

3.1.3.3.1 La Charte éthique Groupe

EDF s'est dotée en 2013 d'une Charte éthique, construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité). Cette Charte décrit les engagements éthiques du Groupe et ceux des salariés. Elle définit les règles et les principes qui doivent guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien.

Elle est accessible directement sur le site internet edf.fr, en français et en anglais. Fin 2016, la Charte comptait dix autres déclinaisons linguistiques : allemand, espagnol, hongrois, italien, mandarin, néerlandais, polonais, portugais, russe et vietnamien. La Charte éthique Groupe s'applique aux entités métiers du Groupe, aux sociétés, aux sous-traitants et aux joint ventures.

Tout éventuel autre code ou politique éthique locale doit être mis en cohérence avec la Charte éthique Groupe et *a minima* reprendre l'ensemble des engagements portés par la Charte éthique Groupe. Ils peuvent aller au-delà sur tel ou tel engagement, en fonction des législations et/ou des préoccupations locales.

Lancé en 2013, le déploiement de la Charte éthique dans les directions métiers et les sociétés du Groupe s'est achevé en 2014. Le Groupe a souhaité un portage managérial, intégrant des présentations en Comité de Direction, en réunions d'équipe et dans les formations d'intégration. La charte a été largement diffusée par les *managers* ou via les nombreux outils de communication du Groupe (intranets, affichage, journaux, courriels…).

Une fois le déploiement terminé, les sociétés du Groupe se sont concentrées sur des actions de consolidation. Ainsi en 2015, Edison et EDF Luminus ont déployé un *e-learning* spécifique sur la base d'un kit remis à la ligne managériale. EDF Démász a mis en place un nouvel outil pour communiquer régulièrement sur les messages éthiques. EDF Polska a mené des ateliers autour des trois valeurs du Groupe, tandis qu'EDF Norte Fluminense mettait en place son dispositif d'alerte permettant de concilier les exigences de la législation brésilienne récente et les principes du groupe EDF en la matière.

Les actions d'information et d'influence *(lobbying)* auprès des décideurs publics sont exercées en cohérence avec la politique du Groupe de façon loyale et responsable. Elles excluent toute pratique assimilable à de la corruption et sont conformes aux règles des organisations auprès desquelles elles s'exercent. Notamment pour la France, EDF est inscrit au registre des représentants d'intérêt de l'Assemblée nationale et du Sénat et s'engage à respecter leur code de conduite respectif. Au niveau communautaire, EDF est également inscrit au registre de transparence du Parlement européen et de la Commission européenne, et applique le code de conduite qui lui est annexé.

3.1.3.3.2 La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF (PECG)

Le 17 mai 2016, le Comité exécutif du groupe EDF a adopté la Politique Éthique & Conformité du groupe EDF (PECG) qui réunit les principales règles que les dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités en stricte adéquation avec les risques de ces entités. Il s'agit d'un document qui complète la Charte éthique Groupe, actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit.

Cette Politique porte sur les règles dont la méconnaissance peut être sanctionnée au niveau des individus, de l'entité, et de la société mère et notamment :

- prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ;
- déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, conformité au règlement EMIR [1]) ;
- prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- prévention des conflits d'intérêts ;
- protection de la sécurité des données personnelles ;
- lutte contre la fraude ;
- lutte contre le harcèlement et la discrimination ;
- conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT [2], biens à double usage) ;
- conformité aux programmes de sanctions internationales.

1. *Règlement européen n° 648/2012 en date du 6 juillet 2012 (*European Markets Infrastructure Regulation, *communément appelé « EMIR »).*
2. *Règlement européen n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie* – Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency *(REMIT).*

La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF est complétée par des notes de mise en œuvre destinées à appuyer son déploiement dans les entités du Groupe. Elles portent sur le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles et la lutte contre la fraude.

3.1.3.3.2.1 Prévention du risque de corruption

À fin 2016, il n'y a pas eu de cas de corruption avéré parmi les manquements importants identifiés. Sur l'année écoulée, le groupe EDF n'a fait l'objet d'aucune condamnation pour des affaires de corruption.

Contrôle d'intégrité des relations d'affaires

Cette thématique fait l'objet d'une note d'instruction spécifique signée par le Secrétaire Général qui vient compléter la Politique Éthique & Conformité du Groupe.

Cadrage des cadeaux et invitations

La Politique Éthique & Conformité fait obligation pour les dirigeants de mettre en place dans leur entité un dispositif d'encadrement des cadeaux ou invitations adapté à leurs activités.

3.1.3.3.2.2 Déontologie financière

La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF 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 et celles concernant la conformité au règlement européen EMIR. Un Code de déontologie boursière vient compléter cette Politique.

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.

3.1.3.3.2.3 Prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la connaissance et du respect du droit de la concurrence une priorité absolue pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est ainsi doté dès 2010 d'un programme de conformité 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. Il s'applique à l'ensemble des salariés du Groupe en particulier dans le cadre de leurs relations avec les clients, concurrents, partenaires et fournisseurs.

Ce programme de conformité concurrence couvre l'ensemble des règles de droit de la concurrence : les abus de position dominante, les ententes anticoncurrentielles, les concentrations et les aides d'État. Il se traduit notamment par le déploiement de nombreuses formations en ligne ou présentielles. Il a donné lieu à l'élaboration de nombreux instruments de formation et de sensibilisation (voir section 3.1.3.6.3 « La seconde vague de formation aux règles de concurrence »).

En parallèle, un guide de bonnes pratiques, des notes et des publications régulières sur l'actualité du droit de la concurrence sont largement diffusés.

En complément, des mesures de sensibilisation et une procédure relative aux règles applicables en cas d'enquêtes inopinées des autorités de concurrence a été élaborée et a donné lieu à plusieurs exercices afin d'en contrôler le respect depuis 2013.

Le programme de conformité concurrence fait l'objet d'un contrôle au travers d'un rapport annuel et de procédures de contrôle interne du Groupe.

3.1.3.3.2.4 Prévention des conflits d'intérêts

La prévention des conflits d'intérêts est portée conjointement par la Charte éthique Groupe et la Politique Éthique & Conformité Groupe.

Il est fait obligation aux dirigeants du Groupe de mettre en place un dispositif de prévention des conflits d'intérêts prévoyant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration par les collaborateurs de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel (mandats électifs, mandats sociaux, etc.), et une obligation pour tout collaborateur de se retirer d'une activité en présence d'une situation potentielle de conflits d'intérêts.

À fin 2016, trois cas de conflits d'intérêts en France ont été remontés au dispositif d'alerte. Ils ont tous été traités en coordination avec les entités concernées.

La Direction Éthique & Conformité Groupe a développé des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflits d'intérêts (fiche thématique pédagogique, modules d'*e-learning*, vidéo permettant d'identifier les situations à risques, les réflexes à adopter et les bonnes pratiques).

3.1.3.3.2.5 Protection des données personnelles

La protection des données à caractère personnel est aujourd'hui encadrée en France par la loi « Informatique et libertés » n° 78-17 du 6 janvier 1978, modifiée. Dans ce cadre, EDF a désigné dès 2006 un correspondant Informatique et liberté (CIL) chargé de veiller à la protection des données à caractère personnel, dont celles concernant les clients comme celles concernant les salariés, et au respect de ladite loi au sein de l'entreprise.

Des travaux ont été initiés afin de préparer le Groupe à l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions du règlement européen en matière de données à caractère personnel.

3.1.3.3.2.6 Lutte contre la fraude

Dans le cadre des priorités d'actions définies par le Groupe, la lutte contre la fraude est une préoccupation majeure : à partir de fin 2010, un principe de « tolérance zéro » est entré en application. Encadrés par le dispositif de contrôle interne, les *managers* ont élaboré et adopté au niveau local des plans de lutte contre la fraude.

En faisant de la lutte contre la fraude une de ses orientations, la Politique Éthique & Conformité du Groupe a renforcé ses instruments de lutte contre la fraude.

3.1.3.3.2.7 Lutte contre le harcèlement et la discrimination

Le Groupe ne tolère, au nom du respect de la personne, aucune pratique de discrimination, de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit dans la vie au travail. Cet engagement 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. Le respect de la personne est l'un des engagements majeurs de la Charte éthique Groupe et il est porté par chaque salarié du Groupe.

Plus spécifiquement, les dirigeants prennent toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale en veillant à (i) informer les collaborateurs sur les risques de harcèlement et de discrimination, (ii) sensibiliser les *managers* sur les moyens de prévenir et de lutter contre les pratiques de harcèlement ou de discrimination, (iii) communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte éthique et conformité, et (iv) prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés. De ce fait, tout cas porté à la connaissance du dispositif d'alerte est traité, conformément à la politique de tolérance zéro du Groupe.

3.1.3.3.2.8 Conformité aux réglementations sectorielles

La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF porte obligation aux entités du Groupe concernées par le sujet de mettre en place un dispositif de conformité au règlement REMIT. En complément, le Groupe a diffusé en 2016 une Guidance Groupe qui émet des recommandations pour la mise en place d'un dispositif de conformité et de contrôle.

Cette Politique fait également obligation aux entités concernées par l'exportation, y compris intracommunautaire, de produits figurant sur la liste des biens à double usage (BDU) annexée au règlement (CE) n° 428/2009 du 5 mai 2009 de mettre en place un dispositif de conformité.

3.1.3.3.2.9 Conformité aux programmes de sanctions internationales

La Politique Éthique & Conformité Groupe porte obligation aux dirigeants des entités concernées du Groupe de mettre en place dans leurs entités un dispositif de prévention des risques de sanctions internationales prévoyant notamment l'insertion dans chaque contrat d'une clause donnant droit à EDF de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales.

3.1.3.4 L'organisation éthique & conformité du groupe EDF

3.1.3.4.1 Le Comité d'éthique du Conseil d'administration d'EDF

Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité d'éthique, veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans ses travaux et dans la gestion de la Société (voir chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » section 4.2.3 « Les Comités du Conseil d'administration »).

3.1.3.4.2 La Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG)

L'organisation de la fonction éthique et conformité Groupe est validée par le Comité exécutif Groupe. Le Directeur Éthique et Conformité Groupe est rattaché au Secrétaire Général, membre du Comex. Il propose, gère et coordonne, en lien avec les autres Directions concernées, la mise en œuvre de plans d'actions éthiques et de conformité du Groupe en France et à l'international.

La DECG a notamment pour missions de consolider une cartographie des risques éthiques et de conformité du Groupe, de créer et d'animer le réseau des Responsables Éthique & Conformité (REC) à l'échelle du Groupe, d'apporter son appui aux dirigeants et aux REC pour la diffusion des règles d'éthique et de conformité, la formation des collaborateurs et l'appui au traitement des cas de manquements constatés, et d'élaborer des rapports périodiques pour les instances de gouvernance du Groupe.

3.1.3.4.3 Les Responsables Éthique & Conformité

Le groupe EDF a créé en 2016 un réseau d'une quarantaine de Responsables Éthique & Conformité mandatés auprès des dirigeants du Groupe pour la mise en œuvre de la Politique Éthique & Conformité des entités de leur rattachement.

3.1.3.5 L'évaluation des risques Éthique & Conformité du groupe EDF

Le 24 juin 2016, le Directeur de la DECG a adressé aux Responsables Éthique & Conformité du Groupe un instrument de méthodologie et de cartographie des risques dédié aux sujets éthique et conformité élaboré avec la Direction des Risques Groupe.

Cet instrument permet aux dirigeants du Groupe de renseigner puis visualiser une cartographie des risques éthique et conformité prioritaires de leur entité, et mettre en place des actions de prévention et de réduction de ces risques adaptés à leur contexte opérationnel. Ce travail obéit aux exigences des principales réglementations applicables au Groupe [1], aux recommandations des organisations internationales [2], et aux meilleures pratiques relevées parmi les groupes comparables à EDF en matière de conformité.

3.1.3.6 La formation des salariés du Groupe et les actions de sensibilisation aux règles éthique et conformité

3.1.3.6.1 La création d'un site intranet dédié

La Direction Éthique & Conformité Groupe développe des actions de prévention et de formation et met à disposition des outils de déploiement pour l'ensemble des salariés. Elle anime une filière de Responsables Éthique & Conformité dans les différentes entités et dispose d'une communauté dédiée sur l'intranet du Groupe.

3.1.3.6.2 Les formations sur les thématiques corruption et conflits d'intérêts

La Direction Éthique & Conformité Groupe a mis en place un parcours de formation « Prévention du risque corruption » répondant aux exigences des autorités de contrôle. Il a été spécifiquement défini à partir de mi-2016 pour les dirigeants et *managers*. Le programme est validé par une certification reconnue par l'ONU. La réalisation de cette formation digitale est obligatoire pour les dirigeants.

En complément, le Pôle social pénal de la Direction juridique Groupe et la DRH Groupe proposent un *e-learning* « Prévenir la corruption » destiné à l'ensemble des salariés : ce dernier traite de façon opérationnelle des bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, au conflit d'intérêts et aux cadeaux.

3.1.3.6.3 La seconde vague de formation aux règles de concurrence

La Politique Éthique & Conformité Groupe porte obligation aux dirigeants du Groupe de mettre en place dans leurs entités un dispositif prévoyant de former les collaborateurs aux règles du droit de la concurrence, de contrôler le respect des règles du droit de la concurrence par les collaborateurs et d'intégrer les règles du droit de la concurrence aux réflexions concernant la stratégie de l'entité.

Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, en France et à l'étranger, le Pôle Droit de la Concurrence de la Direction Juridique a réalisé cette année un nouvel *e-learning* « Concurrence généraliste » sur la base d'un format plus interactif. Lancé fin 2016, ce *serious game* intitulé « Cap Antitrust – *serious game* en droit de la concurrence », est accessible à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, sur le portail interne de formation du Groupe en plusieurs langues (français, anglais et italien) [3].

Ce dispositif en ligne est complété par des formations présentielles sur mesure pour certaines filiales et entités du Groupe. Au cours de l'année 2016, plus de 650 salariés ont été formés dans le cadre d'une quarantaine de formations présentielles, représentant plus de 3 100 heures de formation dispensées.

3.1.3.7 Les contrôles

Les règles de la Politique Éthique & Conformité du Groupe définissent les exigences de contrôle interne couvrant les domaines éthique et conformité. Leur mise en œuvre est soumise au dispositif d'audit du groupe EDF.

Un tableau de bord dédié à chaque objet de la PECG a été mis en place par la DECG, permettant d'évaluer le degré de déploiement de chaque exigence clé et de s'assurer de la mise en œuvre des actions décidées et de leur efficacité.

1. Federal Corrupt Practice Act *aux États-Unis,* United Kingdom Bribery Act *au Royaume-Uni, loi Sapin II en France.*
2. *Banque mondiale, OCDE (Organisation de coopération et de développement économique),* International Chamber of Commerce *(ICC), Transparency International.*
3. *En parallèle, ont été lancés dès 2015 deux modules spécifiques aux équipes commerciales françaises relatifs à la fin des tarifs réglementés et aux contrats de long terme.*

La Direction Éthique et Conformité travaille en étroite collaboration avec la Direction de l'Audit interne. Un partage des faits marquants des audits dans le domaine de l'éthique et de la conformité est fait régulièrement. Par ailleurs, la DECG est consultée lors de la préparation du programme d'audit du groupe EDF. Un audit du dispositif de conformité est programmé en 2017.

3.1.3.8 Les sanctions

Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, tout salarié manquant à ses obligations professionnelles s'expose à des sanctions et pourra donc être convoqué devant une commission locale propre à son entité ou sa société : cette commission statuera sur la sanction à apporter. Selon les circonstances et les situations, la sanction peut aller de l'avertissement jusqu'au licenciement, en passant par différentes étapes (avec ou sans inscription au dossier, avec ou sans mise à pied, avec ou sans rétrogradation hiérarchique). La commission est souveraine dans son jugement.

3.1.3.9 Engagement au soutien des associations et des organisations non gouvernementales sur les sujets éthique & conformité

Historiquement, EDF est présent au sein de cercles professionnels liés à l'éthique et à la conformité : co-sponsor de l'*e-learning* « e-Resist » de l'*International Chamber of Commerce* (ICC) – section France, elle est aussi membre de la sous-commission *Corporate Responsability & Corruption* de l'ICC Monde.

EDF est aussi présent depuis plusieurs années au sein du Cercle d'éthique des affaires, dont l'objectif essentiel est de contribuer à affermir la place de l'éthique et des valeurs dans les entreprises et les organisations.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations liées au refus de la corruption, comme le Cercle pour la promotion d'un environnement commercial international équilibré (Libraci) ou encore le Cercle de la compliance, rejoint en 2016.

Enfin, EDF a intégré en 2016 Transparency International France, après une procédure d'évaluation. EDF est présent au sein du Forum des entreprises engagées (FEE) qui réunit en son sein des entreprises aspirant à l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.1.3.10 Non-financement de partis politiques

Comme le stipule l'un des engagements de sa Charte éthique, le groupe EDF « *respecte les croyances et les opinions de chacun ainsi que les organisations politiques, syndicales et religieuses sans apporter de soutien à aucune en particulier* ». En pratique, aucune contribution ne peut être faite par les sociétés du groupe EDF dans les pays où le financement de partis politiques est interdit. Dans ceux 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. Toutes les sociétés du Groupe doivent reporter tout financement à leur maison mère chaque année (déclaration des bénéficiaires et montants associés).

3.1.4 TRANSPARENCE FISCALE

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 Comité exécutif en janvier 2017.

3.1.4.1 La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de nature fiscale ou douanière à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Elle doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités quelle que soit leur nature ou leur situation géographique. Tout le 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.

Des orientations claires

- 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 *reportings* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du *cash* fiscal [1], 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 (société, succursale ou bureau de représentation) 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. Deux captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC Ltd. (EDF 100 %), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re (EDF 100 %), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

3.1.4.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2016 le groupe EDF a supporté une charge de 3 656 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en hausse de 15 millions d'euros par rapport à 2015 soit + 0,4 % (dont + 1,1 % en croissance organique).

1. Cash *fiscal : impôt décaissé.*

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 838 millions d'euros en 2016 (1 508 millions d'euros en 2015) : la baisse du décaissement d'impôt sur les sociétés de 671 millions d'euros est essentiellement due aux écarts en France sur les soldes d'impôts relatifs aux exercices précédents.

Le taux effectif d'impôt (TEI) est de 33,2 % en 2016.

DÉTAIL DES IMPÔTS PAYÉS DANS LES PAYS DES FILIALES DU GROUPE

(en millions d'euros) **Pays**	**2016**	**2015**	**2014**
France	445	1 041	2 045
Royaume-Uni	151	157	145
Italie	117	47	214
Belgique	70	168	76
Norvège	- 62	- 38	- 40
Égypte	46	30	95
Brésil	31	33	7
Hongrie	20	17	14
Pologne	8	12	10
Chili	7	n. a.	n. a.
Canada	- 5	16	3
Pays-Bas	5	5	4
États-Unis	- 4	5	4
Grèce	3	n. s.	1
Allemagne	3	1	n. s.
Singapour	2	2	1
Portugal	- 1	4	7
Vietnam	1	2	2
Luxembourg	- 1	1	2
Chine	n. s.	7	20
Irlande	n. s.	n. s.	n. s.
Turquie	n. s.	0	0
Bulgarie	n. s.	0	0
Russie	n. s.	n. s.	n. s.
Suisse	0	n. s.	n. s.
Mexique	0	n. s.	3
Japon	0	n. s.	1
Espagne	0	n. s.	n. s.
Autriche	0	n. s.	n. s.
Israël	0	0	0
Inde	0	0	0
Afrique du Sud	0	0	0
TOTAL	**838**	**1 508**	**2 614**
Laos (société mise en équivalence)	2	3	n. a.
TOTAL	**840**	**1 511**	**2 614**

n. a. : non applicable ; n. s. : non significatif.

3.1.5 SÛRETÉ DES ÉQUIPEMENTS INDUSTRIELS ET SÉCURITÉ DES TIERS

Premier opérateur nucléaire mondial, premier producteur hydraulique européen, le groupe EDF fait de la sûreté de ses installations industrielles une priorité absolue [1].

3.1.5.1 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 applicables aux 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 [2] et audits OSART [3] conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA)).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'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. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection ».

3.1.5.2 Sûreté hydraulique

EDF exploite en France 433 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. L'âge moyen du parc hydraulique français est de 72 ans. 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. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue (voir section 1.4.1.4.1.2 « La sûreté hydraulique »).

3.2 Exigences environnementales et sociétales

3.2.1 STRATÉGIE DE LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE [4]

Le groupe EDF est conscient à la fois de l'impact de ses activités sur le changement climatique, et de l'impact du changement climatique sur ses activités. C'est la raison pour laquelle, en tant que leader responsable et dans le cadre de CAP 2030, il déploie une stratégie ambitieuse de lutte contre le changement climatique. Il s'agit d'un levier de transformation visant à couvrir les risques liés au changement climatique, à contribuer aux grands enjeux du Développement durable et à saisir les opportunités issues de ce nouveau contexte.

Avec CAP 2030, le groupe EDF veut être l'électricien mondial de référence, performant, responsable et champion de la croissance bas carbone. Dans ce cadre, le Groupe dispose d'une stratégie bâtie pour anticiper les risques posés par le changement climatique (tant sur les activités que sur le portefeuille d'actifs) et saisir les opportunités offertes par ce nouveau contexte ; il s'agit de fournir aujourd'hui les solutions énergétiques de demain.

3.2.1.1 Enjeux

Pour la communauté scientifique internationale, les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES), et en particulier les émissions de CO_2, sont les principaux responsables du changement climatique (GIEC, AR5). Dans un futur proche, nous devrons faire face à une augmentation de la fréquence et la durée des vagues de chaleur, à une intensité des phénomènes climatiques extrêmes dans de nombreuses régions du globe, ainsi qu'à une élévation du niveau moyen de la mer (GIEC, AR5). La production d'énergie représente aujourd'hui 60 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'origine anthropique, dont 40 % sont liées à la production d'électricité et chaleur (AIE, 2016).

Les activités du secteur électrique impactent le changement climatique ; à lui seul le secteur de production d'électricité et chaleur produit en effet 25 % des émissions de CO_2 d'origine anthropique (GIEC, AR5). Pourtant, en raison de la part importante du recours aux énergies décarbonées dans son mix de production, l'impact direct du groupe EDF sur le changement climatique est finalement relativement bas [5]. En conséquence, l'usage de cette électricité décarbonée induit une contribution positive importante en termes d'émissions évitées.

1. *Voir par exemple : « La sûreté nucléaire, notre priorité absolue », Dossier 2015 du groupe EDF, en réponse aux critères du FTSE4Good.*
2. World Association of Nuclear Operators, *Association mondiale des exploitants nucléaires.*
3. Operational Safety Review Team.
4. *Sauf indication contraire, les émissions de CO_2 mentionnées concernent des émissions directes de CO_2 hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*
5. *Les émissions directes de CO_2 par kilowattheure produit sont basses en comparaison des moyennes du secteur. Concernant les émissions indirectes du Groupe, le gaz vendu aux clients finaux représente une part très significative.*

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur (1)	2016	2015 (2)
Groupe EDF	77	91 (95)
EDF	19	15 (15)

(1) La part de la chaleur dans le mix énergétique du Groupe augmente. Elle est passée de 5,5 % en 2014 à 6,1 % en 2015 puis à 6,6 % en 2016.

(2) La méthodologie de calcul du contenu CO_2 du kilowattheure du groupe EDF a évolué en 2016. La valeur déterminée selon l'ancienne méthodologie est présentée entre parenthèses.

Moyenne mondiale (2014) : 519 gCO_2/kWh [1] ; moyenne des principaux électriciens européens (2015) : 311 gCO_2/kWh [2].

Le changement climatique impacte dès aujourd'hui les activités du secteur électrique ; le groupe EDF doit en effet accompagner et anticiper trois séries d'évolutions majeures qui impactent son activité :

- des évolutions réglementaires : la demande d'électricité mondiale va croître de presque 80 % d'ici à 2050 [3] ; dans cette perspective, un consensus s'est formé autour de la décarbonation de la production d'électricité comme un vecteur efficace de réduction des émissions de CO_2 ; ce que traduit par exemple la mise en place d'objectifs dans la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte en France, ceux du *Climate Change Act* au Royaume-Uni, ou ceux des Paquets Énergie-Climat 2020 et 2030 de l'Union européenne. L'accord de Paris de 2015, en visant à maintenir la hausse de températures « *bien en dessous de 2 °C par rapport à des niveaux préindustriels* » concrétise cette orientation de fond ;
- des évolutions technologiques et de positionnement concurrentiel : l'énergie est de plus en plus décentralisée, décarbonée, numérique et le client devient toujours plus acteur de sa consommation et de sa production d'électricité ; de nouveaux modèles économiques émergent qui questionnent le positionnement concurrentiel ;
- des évolutions climatiques susceptibles d'impacter les actifs de l'entreprise et de modifier les conditions physiques d'exercice de l'activité.

Dans ce contexte, la stratégie de lutte contre le changement climatique du groupe EDF se décline en deux axes : une stratégie de décarbonation et une stratégie d'adaptation au changement climatique [4].

3.2.1.2 Stratégie de décarbonation du groupe EDF

La stratégie de décarbonation du groupe EDF se fonde en premier lieu sur une politique industrielle ambitieuse orientée sur une production bas carbone (voir section 3.2.1.2.1 « Décarboner la production d'électricité »). Cette politique s'accompagne d'une action en faveur de l'électrification des usages comme moyen de décarboner l'économie (voir section 3.2.1.2.2 « Contribuer à décarboner l'économie à travers une électricité sobre en carbone »). Enfin, EDF innove en vue de permettre à ses clients d'optimiser leur consommation d'énergie (voir section 3.2.1.2.3 « Accompagner les clients à consommer mieux et moins »).

3.2.1.2.1 Décarboner la production d'électricité [5]

3.2.1.2.1.1 Le groupe EDF, leader de l'électricité bas carbone, a tenu ses promesses

Le groupe EDF est un des premiers électriciens mondiaux non seulement en termes de capacité nette installée et de production d'électricité, mais aussi en termes de performance carbone [6] avec un niveau d'émissions directes actuellement de 77 gCO_2/kWh, soit une intensité carbone six fois moins importante que la moyenne mondiale du secteur [7].

En France continentale, où est localisée 71 % de la production du Groupe, EDF affiche actuellement un niveau d'émissions directes de 19 gCO_2/kWh, soit une intensité carbone 27 fois moins importante que la moyenne mondiale du secteur [7].

Cette performance carbone est le fruit d'une politique industrielle qui a permis au Groupe de tenir ses engagements :

- le Groupe a rempli son engagement de ne jamais dépasser la barre de 150 gCO_2/kWh ;
- le Groupe s'était engagé à diviser par deux son intensité carbone en France continentale en 2016 par rapport au niveau de 1990 et les a divisées par 4 ;
- EDF SA a respecté son engagement de réduire ses émissions de CO_2 en Corse et dans les départements d'outre-mer en dessous de 480 gCO_2/kWh en 2015 ;
- le Groupe continue à réduire ses émissions au Royaume-Uni, en ligne avec son engagement de réduire l'intensité carbone de la production d'électricité à 250 gCO_2/kWh en 2020, et à moins de 100 gCO_2/kWh en 2030.

Le leadership du groupe EDF en termes de réduction d'émissions est également reconnu par l'étude *Global 500 Greenhouse Gases Performance 2010-2015* de Thomson Reuters, qui classe le Groupe comme la 12e entreprise parmi les 500 plus grandes entreprises au monde, en termes de réductions d'émissions [8].

1. *Donnée plus actuelle disponible pour les émissions de CO_2 provenant des centrales électriques et cycles combinés,* CO_2 Emissions from fuel combustion, International Energy Agency, *2016, donnée pour 2014.*
2. Changement climatique et électricité, Facteur carbone européen – Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, *PWC, 2016 (données pour 2015).*
3. Energy Technology Perspectives 2016, International Energy Agency.
4. *Instrumentées de nombreux leviers tels qu'un mix électrique performant, compétitif et déjà bas carbone, un processus robuste d'identification des risques et opportunités ainsi qu'une gouvernance des enjeux au plus haut niveau de l'entreprise, une stratégie de lutte contre le changement climatique placée au cœur même de la stratégie d'EDF, et intégrée aux métiers du Groupe, une R&D au service de la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes de la transition énergétique, une politique d'investissements à la hauteur des enjeux, des moyens humains, une politique de rémunération appropriée…*
5. *Au-delà de la production, on peut citer aussi l'action menée par le gestionnaire de réseau Enedis, filiale gérée en toute indépendance, qui a engagé un vaste programme de réduction des pertes sur le réseau de distribution en installant des transformateurs à pertes réduites qui permettent de réduire les pertes d'environ 20 %. L'objectif était d'arriver à ce que tous les nouveaux transformateurs installés soient à pertes réduites dès 2016. En 2015, sur les 8 500 transformateurs installés, 6 000 étaient à pertes réduites. En 2016, l'objectif est atteint : les 10 500 transformateurs installés sont tous à pertes réduites. Ceci représente une économie de 6 000 tonnes de CO_2 par an.*
6. EI New Energy Top 100 Green Utilities Top 100 Rankings Based on Carbon Emissions and Renewable Energy.
7. *Donnée disponible pour les émissions de CO_2 provenant des centrales électriques et cycles combinés ;* CO_2 Emissions from Fuel Combustion, International Energy Agency, *2016, donnée pour 2014.*
8. Global 500 Greenhouse Gases Performance 2010-2015, *Thomsons Reuters, 2015.*

3.2.1.2.1.2 Pour maintenir son leadership, EDF se dotera d'un nouvel engagement de réductions d'émissions, compatible avec l'état actuel de la science [1]

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 1 (ORE n° 1) : aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par la COP 21 en baissant les émissions de CO_2

Le projet stratégique CAP 2030 veut faire d'EDF « *l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone* ». Adossé à CAP 2030, le premier Objectif de Responsabilité d'Entreprise (ORE n° 1) précisant l'ambition du Groupe en termes de réductions de ses émissions a été formulé en mai 2016. Cette ambition se traduira par un objectif de réduction qui aspire à aller au-delà des exigences de décarbonation de la COP 21.

3.2.1.2.1.3 Le groupe EDF met en place les moyens nécessaires lui permettant d'atteindre cet objectif de décarbonation ambitieux

Dans le cadre de sa politique d'investissements, EDF utilise des scénarios de prix de commodités incluant un prix du carbone permettant d'évaluer la rentabilité des investissements futurs ; les engagements financiers sont passés au crible de la stratégie CAP 2030 [2], et de leur conformité aux engagements pris par le Groupe. Ces investissements sont ainsi dirigés vers les actifs décarbonés. Par ailleurs, la R&D se mobilise en faveur du Développement durable et des objectifs de lutte contre le changement climatique ; une partie significative des travaux de R&D est par exemple consacrée à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes, aux systèmes électriques intelligents ou à l'optimisation des centrales thermiques.

Le Groupe veut continuer à disposer d'un mix de production bas carbone équilibré, combinant production nucléaire et renouvelable. Il s'agit de réduire les émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs de production, de maintenir sa position de leader en matière de capacité de production renouvelable, tout en veillant à préserver une bonne flexibilité du nucléaire, pour renforcer sa compatibilité avec le développement des énergies renouvelables.

1. Réduire drastiquement les émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs fossiles

En France, EDF a fait évoluer son parc de production fossile avec la fermeture de 10 de ses 13 tranches à charbon (2 835 MW), et récemment la fermeture de la centrale fioul d'Aramon (1 400 MW). Suite à la décision du Comité central d'entreprise du 21 septembre 2016, la mise en arrêt pluriannuel des 6 tranches fioul a été programmée pour le 1er avril 2017 (unités 1 et 2 de Porcheville) et pour le 1er avril 2018 (unités 3 et 4 de Porcheville et unités 2 et 3 de Cordemais). Depuis 2015, EDF soutient la mise en place d'un prix minimum du carbone en France et en Europe, qui permettra la substitution d'une production d'électricité à base de charbon vers une production au gaz ; cela permettra ainsi de réduire l'utilisation des centrales charbon. Cette évolution du parc thermique s'inscrira dans le cadre de la PPE [3].

En 2016, l'indisponibilité de tranches nucléaires a conduit à une plus forte sollicitation des centrales thermiques fossiles mais la substitution des centrales au gaz naturel à la place des centrales à charbon a permis de contenir la hausse des émissions de CO_2 de 5 millions de tonnes en 2015 à 7 en 2016.

Au Royaume Uni, EDF Energy exploite encore près de 4 GW de centrales à charbon, indispensables aujourd'hui à l'équilibre offre/demande du pays. Ces centrales devraient être fermées d'ici 2025, suivant les décisions du gouvernement britannique. En Europe continentale hors France, EDF a lancé une révision stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles.

EDF plaide pour un prix plancher du CO_2 pour limiter l'utilisation des centrales à charbon existantes et poursuit ses travaux en vue de substituer la biomasse à une partie du charbon des centrales. Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

2. Maintenir sa position de leader dans le domaine des énergies renouvelables

Acteur de la transition énergétique, EDF est le premier producteur d'énergies renouvelables en Europe (hydraulique, éolien, solaire, biomasse…) et va significativement accélérer leur développement. Ainsi, le Groupe se fixe de doubler d'ici 2030 (et par rapport à 2014) la puissance installée nette du parc renouvelable du Groupe en passant de 28 GW à plus de 50 GW, grâce notamment à l'éolien, au solaire, et à l'hydraulique dans le cadre de son projet CAP 2030.

Pour ce faire, le groupe EDF s'appuie sur quatre axes :

- déployer une stratégie globale dans les énergies renouvelables et décarbonées qui vise à renforcer ses positions en France comme dans le monde ;
- optimiser les performances des installations ;
- développer de nouveaux projets pour accompagner notamment la transition énergétique des pays où le Groupe sera amené à opérer ;
- privilégier les technologies les plus compétitives (hydraulique, éolien *onshore,* photovoltaïque), en contribuant aux améliorations sur les technologies les plus prometteuses, mais encore coûteuses (*offshore,* CSP, etc.), en investissant dans l'innovation, au bon endroit et en ligne avec la stratégie internationale du groupe EDF (USA, Chine et autres).

La part des énergies renouvelables dans le mix de capacité électrique du groupe EDF s'élève à 22,1 % en 2016 contre 21,9 % en 2015 et 20,8 % en 2014.

Les investissements et leur financement

Depuis six ans, le Groupe consacre au développement des énergies renouvelables une grande part de ses investissements opérationnels bruts de développement. En 2016, la part des énergies renouvelables dans les investissements opérationnels bruts de développement du Groupe s'élève à 36 % comme en 2015 (voir section 1.3.3.1 « Investissements en 2016 »).

Le 6 octobre 2016, EDF a émis un troisième *green bond* (obligation « verte ») d'un montant de 1,75 milliard d'euros et d'une maturité de 10 ans. Cette nouvelle émission s'inscrit dans le cadre du nouveau *Green Bond Framework* d'EDF, élargi au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France continentale, en complément de la construction de nouveaux projets éoliens et solaires déjà éligibles dans le cadre des deux premières émissions. EDF a ainsi émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *green bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables [4].

Par ailleurs, l'Autorité des Marchés Financiers a approuvé le 20 avril 2016 le partenariat conclu en octobre 2014 entre EDF et Amundi. La société de gestion commune, Amundi Transition Énergétique (ATE) ainsi créée, dont EDF dispose de 40 %, a pour vocation de lever auprès d'investisseurs institutionnels et particuliers des fonds dédiés à la production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, petits ouvrages hydrauliques), et aux systèmes permettant d'améliorer l'efficacité énergétique et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique.

1. *Le groupe ambitionne de fixer un objectif quantitatif de réduction de ses émissions pour les scopes 1 et 2 en utilisant la méthodologie « Sectoral Decarbonisation Aproach », développée au sein de l'initiative « Science based targets ».*
2. *Ceci est réalisé au sein du Comité des engagements d'EDF.*
3. *La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été approuvée par décret du 27 octobre 2016.*
4. *Pour plus d'information sur les projets financés par les Green Bonds EDF, voir section 6.8.*

Hydraulique

Premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne, le groupe EDF dispose de 20 GW installés de 239 barrages et 436 sites de production dans le monde.

En France, le parc hydraulique d'EDF fait l'objet d'un important programme de modernisation et de maintenance. Au travers de quelque 2 000 opérations annuelles de maintenance, EDF adapte son parc aux exigences réglementaires et de performance, préservant ainsi son potentiel de production hydraulique. En 2016, les investissements relatifs aux opérations de maintenance et d'exploitation se sont élevés à environ 340 millions d'euros. Des chantiers de maintenance de grande ampleur ont ainsi eu cours en 2016, comme les chantiers de conduites forcées de Passy et de Malgovert et la rénovation de la STEP de Revin avec une augmentation de puissance des quatre groupes réversibles de l'usine. De plus, EDF accentue son effort d'innovation et développement avec un accent tout particulier sur la sécurité et la performance des outils de production. En témoigne par exemple, le projet Paimpol-Bréhat mené par EDF, qui est le premier projet mondial hydrolien au large développé au niveau préindustriel. Ce projet a permis à EDF d'être sélectionné dans le cadre de l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME pour installer 7 turbines hydroliennes en 2017 au raz Blanchard. On peut aussi citer l'important programme de rénovation de l'aménagement de la Rance, dont l'objectif est de fiabiliser et moderniser l'aménagement afin d'en garantir sa sécurité et sa rentabilité à long terme (travaux de 2013 à 2025) ; la reconception complète de la centrale de Gavet sur la Romanche ; l'ajout d'un groupe de production sur l'aménagement de La Coche (plus puissant groupe hydraulique de haute chute Pelton en France) ou encore des projets de turbinage de débit réservé et de développement de petite hydraulique (dont les projets Chavaroche et Manciès). En 2016, ces investissements de développement se sont montés à près de 100 millions d'euros, dont 40 % ont été dévolus à l'aménagement du site de Gavet. Face au changement climatique, des programmes sont aussi mis en œuvre pour garantir le maintien du productible hydraulique en France (voir section 3.2.2.3 « L'eau »).

Hors d'Europe, le groupe EDF s'intéresse aux projets d'installation hydraulique dans des zones où le potentiel hydroélectrique peut permettre la mise à disposition des populations et de l'économie locale d'une électricité fiable, en particulier l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Asie du Sud-Est. L'ingénierie d'EDF bénéficie des compétences et d'un savoir-faire reconnus dans la prise en compte des aspects techniques, environnementaux, sociaux et sociétaux, suite notamment à la réalisation du barrage de Nam Theun au Laos, sur lequel ont été intégrées, en concertation avec les populations locales, l'ensemble des dimensions du Développement durable. Ainsi, à travers sa filiale brésilienne EDF Norte Fluminense, EDF détient 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique du barrage de Sinop. La construction de cet ouvrage de 400 MW, débutée en 2014, se poursuit. Par ailleurs, EDF est actuellement engagée à hauteur de 40 % avec l'État camerounais (30 %) et la SFI (30 %) dans le développement d'un barrage de 420 MW sur le fleuve Sanaga à 60 kilomètres au nord de Yaoundé au sein de la société camerounaise Nachtigal Hydro Power Company. Le projet a vu ses plans environnementaux et sociétaux validés en septembre 2016 et transmis aux autorités [1].

Éolien et solaire

Pour développer ses capacités installées dans les filières éoliennes et solaires, le Groupe s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles (EDF EN), opérateur intégré, mondial, présent sur tous les métiers et toute la chaîne de valeur des énergies renouvelables (EnR). L'entreprise développe, construit et exploite des centrales d'électricité verte dans 21 pays, pour compte propre et pour compte de tiers, en particulier dans l'éolien et le solaire photovoltaïque, technologies matures et compétitives. Attentive aux évolutions d'autres filières d'avenir, l'entreprise est également présente dans les énergies réparties, le stockage d'énergie et les énergies marines. Filiale d'EDF, EDF Énergies Nouvelles contribue aux ambitions du Groupe dans les énergies renouvelables.

En Europe comme aux États-Unis, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (hors hydraulique) ont évolué. Les progrès technologiques rendent possible la poursuite de la réduction des coûts de ces moyens de production. Ceci permettra à terme, pour les filières matures que sont l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, de compenser la diminution voire la disparition des aides publiques. Dans les pays émergents, la hausse de la demande en énergie devrait soutenir et favoriser le développement des énergies renouvelables.

En 2016, le Groupe, via EDF EN, a consolidé sa base d'actifs éoliens et solaires avec des programmes importants de mises en services (1 190 MW bruts) et de mises en construction (1 560,1 MW bruts) dans de nombreux pays. En Chine, premier marché mondial des énergies renouvelables, EDF Énergies Nouvelles a pris une participation majoritaire dans UPC qui développe et construit des projets éoliens. Cette opération permet d'accroître son portefeuille éolien de plus de 1,3 GW. Au début de l'année 2016, une opération similaire a été menée en Inde en acquérant 50 % des parts de SITAC. En Amérique latine, EDF Énergies Nouvelles a remporté des marchés conséquents au Brésil, au Mexique ainsi qu'au Chili. Ce sont au total 1,4 GW en cours de construction sur ce continent. Sur le stockage, EDF Énergies Nouvelles développe de nouveaux systèmes par batterie aux États-Unis et au Royaume-Uni, notamment à West Burton où sa filiale EDF Energy Renewables va construire une unité de stockage par batterie de 49 MW.

Au 31 décembre 2016, EDF EN dispose d'une capacité installée [2] brute de 9 613,5 MW, d'une capacité installée nette de 6 262,9 MW et de 1 780,4 MW bruts en cours de construction.

Le gouvernement français s'est fixé l'objectif de développer 6 GW d'éolien en mer à moyen terme. Dans ce cadre, le Groupe participe à l'émergence d'une filière industrielle française sur l'éolien en mer. Ainsi, EDF EN est le chef de file du consortium retenu en 2012 par les pouvoirs publics pour la réalisation et l'exploitation de 1,5 GW d'éolien en mer. Les enquêtes publiques ont été menées sur chacun des projets. Les autorisations obtenues pour ces futurs parcs font actuellement l'objet de recours qui retardent le démarrage des travaux. Les trois projets du consortium représentent l'installation de plus de 200 éoliennes au large des côtes bretonnes et normandes. Par ailleurs, EDF Énergies Nouvelles développe le projet d'éoliennes flottantes « Provence Grand Large » composé de 3 éoliennes de 8 MW, situé sur la zone de Faraman au large de Marseille et lauréat de l'appel à projets « fermes pilotes d'éoliennes flottantes » lancé par l'ADEME en août 2015.

Biomasse et géothermie

Le Groupe a déployé depuis début 2015 une politique de durabilité de la biomasse qui vise à accompagner la croissance de l'utilisation de la biomasse solide dans la production d'électricité et de chaleur du Groupe, en soutenant et sécurisant les investissements actuels et futurs dans ce domaine. Cette politique s'appuie sur les principes de réduction des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie, de préservation des ressources naturelles et de la biodiversité, de respect des droits de l'homme et de collaboration avec les parties prenantes.

Avec Dalkia, le groupe EDF est co-leader dans les services énergétiques en France, et un acteur français de référence pour l'exploitation de la biomasse. La stratégie à moyen-long terme de Dalkia est de développer autant que possible l'utilisation des EnR, notamment la biomasse, la géothermie, le biogaz et les énergies de récupération. À ce jour, la part des EnR dans le mix énergétique de Dalkia s'élève à 29 %.

Dalkia développe la géothermie, qui s'adapte particulièrement bien aux spécificités des réseaux de chauffage urbain. Dalkia est à ce jour le leader français de la géothermie collective.

1. *http://www.nachtigal-hpp.com.*
2. *Y compris production de biogaz et stockage.*

L'intégration de Verdesis et de Tiru est une composante clé de la stratégie de développement des EnR de Dalkia en 2016, et va permettre d'accentuer ce développement, notamment dans le biogaz[1] et la récupération de chaleur. En dehors du repositionnement de Verdesis et Tiru, activités dédiées aux EnR, dans le groupe Dalkia, ce sont plus de 90 % des investissements de Dalkia qui ont été réalisés dans la biomasse.

Plusieurs projets sont en cours de construction ou de mise en service dans le domaine de la biomasse et de la géothermie, tels que la centrale de cogénération biomasse de Strasbourg (avec ÉS) ou dans le domaine des biogaz le site de traitement et d'injection de biométhane de Tours. Plusieurs grands projets de réseaux de chaleur et/ou de froid ont été gagnés en 2016 : les trois grands réseaux de Toulouse, Le Mans et Lyon.

ÉS a inauguré le 7 juin 2016 la centrale de géothermie profonde de Riffershoffen. Cette nouvelle centrale géothermique doit permettre d'atteindre les objectifs visant à multiplier par 5 la capacité installée de production d'énergie géothermique d'ici 2030. Il s'agit d'une première mondiale, un modèle de transition énergétique et de démarche environnementale, responsable et innovante qui ouvre des perspectives de développement importantes à l'échelle régionale et nationale. Riffershoffen est la première centrale énergétique à alimenter directement, sous forme de vapeur, à partir de la chaleur de l'eau géothermale, un site de production industriel. L'eau à 165 °C est puisée à plus de 2 500 mètres de profondeur. Une fois à la surface, les calories sont extraites, et l'eau est réinjectée en sous-sol ; la boucle permet une alimentation énergétique 100 % renouvelable, non intermittente et au rendement permanent. ÉS a également inauguré en septembre 2016 la centrale de géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts.

L'innovation et la recherche

Le groupe EDF a fait de l'innovation et de la recherche l'une de ses spécificités, en développant des initiatives plébiscitées par les parties prenantes et en investissant massivement dans l'effort de recherche par des programmes de R&D dans les énergies renouvelables. Dans le cadre de CAP 2030, EDF entend accélérer la R&D sur le stockage, le photovoltaïque, et la mobilité électrique.

Innovation sociétale

Le groupe EDF a innové en développant des initiatives de financement participatif aux projets ou en soutenant techniquement et financièrement le développement de projets dans les vallées où ses installations hydrauliques sont implantées :

- financement participatif des projets : la première campagne de financement participatif lancée en France par une filiale d'EDF Énergies Nouvelles a remporté un vif succès en 2015, avec une levée de fonds (sous forme de prêt rémunéré) qui a dépassé de 35 % l'objectif, pour le développement du parc éolien du Bois de Belfays (Vosges et Bas-Rhin). Ce parc sera composé de 10 éoliennes de 2 MW. En 2016, une autre société de projet d'EDF EN a fait appel au financement participatif du 13 juin au 14 juillet 2016 afin de co-financer les études de développement de deux nouveaux projets éoliens situés sur le territoire de Castelnaudary-Lauragais-Audois. Cette nouvelle campagne a permis de recueillir plus de 306 000 euros, dépassant l'objectif de 255 000 euros ;
- programme « Une rivière, un territoire » : pour traduire l'engagement d'EDF au service du développement économique et de la stimulation de l'innovation dans les vallées hydrauliques où EDF est présent, EDF poursuit son action d'appui au développement économique local au travers de ses sept agences « Une rivière, un territoire ». Ce programme, lancé en 2012 est le fruit d'une démarche de co-construction associant acteurs socio-économiques du territoire, experts pluridisciplinaires et représentants d'EDF.

Innovation technologique

Le groupe EDF mène une politique de R&D ambitieuse autour des énergies renouvelables. Les programmes s'établissent autour de quatre objectifs : réduire les coûts et améliorer la performance des technologies matures, identifier les ruptures technologiques à fort enjeu, faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses (y compris avec l'exploration de nouveaux moyens de production renouvelables comme l'éolien flottant, les hydroliennes en identifiant les risques technologiques et en proposant des moyens innovants et performants pour les maîtriser) et contribuer à l'intégration des EnR dans les systèmes électriques.

En 2016, les principaux sujets de recherche ont porté sur :

- l'accroissement de la performance du parc hydraulique d'EDF ; développer et transférer des outils et méthodes pour optimiser la maintenance et les investissements du parc hydraulique ;
- l'évaluation du productible éolien en zone de terrain complexe ou à vent faible ;
- le développement d'une méthodologie d'évaluation de productible en qualifiant des technologies innovantes comme le Lidar flottant ;
- l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques, l'allongement de la durée de vie des panneaux, la recherche de meilleures performances avec des modules bi-faciaux (augmentation du productible au sol de 5 à 25 %) ;
- l'amélioration des techniques de maintenance des éoliennes en vue d'augmenter leur durée de vie ;
- l'éolien *offshore* avec l'exploitation par General Electric de deux prototypes de turbines de 6 MW en collaboration étroite avec EDF EN. Une turbine présérie a d'ailleurs été achetée par EDF EN pour un test sur le site d'Oesterild, qui après un test du prototype à terre avec succès, a été installée en 2016 pour un programme de test. EDF EN va également installer cinq turbines innovantes de 8,3 MW de marque MHI Vestas pour des fermes *offshore* en Grande-Bretagne. Ces turbines seront installées en 2017 ;
- plusieurs programmes sur l'intégration des EnR dans le réseau.

Le Groupe doit également relever le défi de l'intégration des énergies renouvelables, par nature intermittentes, dans les réseaux.

Dans le domaine des centrales photovoltaïques au sol, EDF EN a mis en place de nouvelles versions de contrôle des centrales photovoltaïques permettant à la fois un certain degré de lissage de l'intermittence photovoltaïque, un réglage de tension, et une modulation de puissance. Ce contrôle-commande a été validé sur une centrale détenue par EDF EN. Il sera déployé en 2017.

La pleine contribution au réglage de la fréquence demande cependant le recours à un stockage d'énergie. Les batteries électrochimiques Li-ion sont pour cela une bonne solution, présentant les bonnes performances de rendement et de temps de réponse. Une des clefs de la performance de ces systèmes est la mise au point de contrôle-commande très performant, permettant de répondre au mieux et au plus vite aux demandes de puissance du système électrique. EDF EN, via sa filiale EDF RE, a mis en service en février 2016 une batterie de ce type d'une puissance de 20 MW aux États-Unis (projet McHenry). Le contrôle-commande est réalisé par la société EDF Store and Forecast, *spin off* de la R&D d'EDF. Par ailleurs, EDF EN a gagné un appel d'offres au Royaume-Uni pour le même type d'application (49 MW de batteries). Le contrôle-commande est également réalisé par EDF Store and Forecast.

D'autres systèmes de stockage sont également testés dans les systèmes insulaires. Ainsi, à La Réunion, SEI a lancé l'expérimentation du stockage hydrogène pour sécuriser l'approvisionnement de bâtiments sensibles dans le cirque de Mafate. Cette innovation énergétique, lancée début 2016, est une première mondiale qui consiste à déployer un *micro-grid* 100 % solaire couplé à des batteries à hydrogène liquide. Elle bénéficiera pour la première fois à une communauté entière jusqu'alors non raccordée au réseau, le village étant uniquement accessible à pied ou par hélicoptère.

Dans le domaine des réseaux, Enedis dispose d'un programme R&D dont l'un des axes est : « *Concevoir une gestion des systèmes locaux qui facilite l'intégration des EnR et le Développement durable* ». Il vise en particulier au développement de solutions permettant d'augmenter la capacité d'intégration de nouveaux producteurs sur le réseau de distribution.

1. *La loi de transition énergétique prévoit que le biogaz représente 10 % du gaz dans les réseaux de gaz naturel en 2030.*

Parmi les avancées 2016, on peut citer :

- le déploiement des premières briques des outils de « gestion prévisionnelle » dans les agences de conduite régionales, en particulier les outils d'optimisation de la programmation et de la préparation des chantiers sur les réseaux (s'appuyant sur des outils sans cesse améliorés de prévisions de production photovoltaïques et éoliennes) ;
- le développement de nouveaux outils pour la coordination entre le gestionnaire de réseau Enedis (agences de conduite) et les producteurs, notamment le e-DEIE (dispositif d'échanges d'informations d'exploitation) et la mise en place d'un portail d'échanges d'informations entre Enedis et les producteurs, notamment pour minimiser la gêne occasionnée aux producteurs par les chantiers du gestionnaire du réseau de distribution ;
- les études et expérimentations de solutions alternatives au renforcement pour le raccordement des producteurs ;
- le développement de solutions innovantes pour le réglage de la tension ;
- des travaux prospectifs de R&D pour développer des approches probabilistes dans les méthodes de choix des investissements, notamment dans les zones fortement impactées par le développement de la production décentralisée ;
- des solutions pour éviter les situations d'îlotage non intentionnel (nouvelles protections) et plus largement des études pour comprendre le comportement dynamique d'un réseau de distribution en situation d'îlotage non désiré.

Par ailleurs, Enedis a testé ou teste certaines de ces solutions dans des démonstrateurs *smart grids* : Venteea et Greenlys (qui se sont terminés au premier semestre 2016), *Smart Grid* Vendée et SMAP.

3. S'appuyer sur le nucléaire, socle de la production décarbonée d'EDF

Le nucléaire d'EDF contribue à la performance carbone de la France et de l'Europe. Il est difficile d'évaluer les émissions de CO_2 ainsi économisées par l'économie française, mais il est utile de rappeler que les émissions moyennes du secteur sont environ vingt fois supérieures en Europe par rapport à celles d'EDF en France. Le nucléaire est aussi un outil utile à l'accompagnement du développement des EnR en ayant encore développé ses capacités de modulation (entre 20 % et 100 % de la puissance d'une tranche en trente minutes).

4. Produire un Bilan GES

EDF établit annuellement depuis 2011 un Bilan GES couvrant ses émissions directes et indirectes (scopes 1, 2, et 3 [1]) allant ainsi au-delà de ses obligations réglementaires. Depuis 2013, une démarche progressive a été engagée pour établir également un Bilan GES au périmètre du Groupe, suivant une méthodologie harmonisée, établie sur la base des principes du *GHG Protocol Corporate Standard*. Les travaux ainsi engagés permettent de disposer d'une bonne vision des émissions directes et indirectes de l'ensemble du Groupe. Les émissions directes du groupe EDF correspondent presque exclusivement aux émissions associées à la production d'électricité d'origine fossile, et représentent environ 60 millions de tonnes de CO_2 en 2015, les autres sources d'émissions directes étant très réduites. Les émissions indirectes sont du même ordre de grandeur : les postes principaux correspondent à la combustion du gaz vendu par EDF, à l'électricité achetée pour servir les clients finaux, à l'amont des combustibles fossiles et nucléaires utilisés dans les centrales, et à l'amortissement des émissions associées à la construction des centrales. Les autres postes d'émissions indirectes, qui comprennent les émissions associées aux achats de biens et services, aux déplacements des salariés, ou à l'électricité consommée pour notre propre usage sont proportionnellement très limités. Les éventuelles émissions associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés n'ont pas été incluses.

Au regard de la nouvelle réglementation fixée par l'article 173 de la loi de transition énergétique, qui prescrit la communication d'informations relatives aux postes significatifs d'émissions de gaz à effet de serre générées du fait de l'activité du Groupe, EDF a considéré que le total des émissions directes des centrales de production (scope 1) et des émissions associées à la combustion du gaz vendu aux clients finals (scope 3) répond à l'exigence réglementaire de significativité dans la mesure où ces deux postes d'émission représentent environ 75 % des émissions directes et indirectes du Groupe.

3.2.1.2.2 Contribuer à décarboner l'économie à travers une électricité sobre en carbone

Alors que l'électricité est aujourd'hui en France l'une des moins carbonées au monde, et que la volonté politique dans la majeure partie des pays est de poursuivre la décarbonation de la production d'électricité à l'amont, il est souhaitable d'accélérer l'électrification des usages, en particulier dans les pays où l'intensité carbone de l'électricité est déjà très faible, afin de décarboner l'ensemble de l'économie. Il est notamment essentiel d'agir sur les principales sources d'émissions de CO_2 génératrices de changement climatique que sont le bâtiment et la mobilité. Ceci conduit à privilégier les solutions électriques dans le bâtiment : pompe à chaleur, chauffe-eau thermodynamique, « Smart Joule » ; et à développer le véhicule électrique.

Dans le cadre de CAP 2030, EDF travaille activement sur ce dernier enjeu, par exemple par son engagement en tant qu'opérateur national dans le programme Corri-door de déploiement de stations de recharge rapides ainsi qu'en développant des offres à destination de tous les marchés :

- pour le client particulier : une offre de recharge comprenant la fourniture, l'installation d'une prise, les services associés *(smart charging),* ainsi que le conseil énergie et la fourniture ;
- pour les collectivités locales : une offre intégrée d'électrification de flotte de bus comprenant : la fourniture d'énergie ; le conseil amont ; l'infrastructure de recharge (normale ou rapide ; au dépôt, en bout de ligne, aux arrêts…) ; la location de batterie et le *management* de l'énergie ;
- pour le marché d'affaires : développement d'une offre à destination des syndics de copropriété comprenant fourniture et prise et aussi offre à destination des entreprises permettant de positionner EDF sur les *smart services* autour des infrastructures de recharge ; enfin une offre pour les véhicules d'entreprises permettant aux politiques RH de gestion de véhicules d'entreprise de s'appliquer aux véhicules électriques.

L'année 2016 se caractérise par une augmentation significative du nombre de bornes de recharge pour véhicules électriques : + 55 % du nombre de points de charge accessibles au public entre septembre 2015 et septembre 2016.

En ce qui concerne le parc de véhicules, le gestionnaire de réseau Enedis dispose aujourd'hui de la deuxième flotte électrique de France avec 1 466 véhicules électriques en septembre 2016 et plus de 1 500 bornes de recharge. Enedis a ainsi une véritable expérience en matière de mobilité électrique, sur laquelle elle peut s'appuyer pour conseiller ses clients.

3.2.1.2.3 Accompagner les clients à consommer mieux et moins

Le groupe EDF souhaite aider tous ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à consommer mieux et moins, et, *in fine,* à réduire leur empreinte CO_2.

L'action d'EDF s'inscrit aussi dans le cadre du dispositif français des certificats d'économies d'énergie (CEE) qui incite les vendeurs d'énergie à promouvoir l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie, et qui fait d'EDF le premier producteur français de CEE.

1. *On distingue habituellement trois catégories d'émissions de CO_2 : le scope 1 concerne les émissions directes des actifs (centrales de production, véhicules, etc.) ; le scope 2 concerne les émissions indirectes liées à la propre consommation d'EDF (chaleur, froid, etc.) ; le scope 3 concerne les autres émissions indirectes générées par l'activité d'EDF (amont des combustibles, achats, combustion du gaz vendu, transport, etc.).*

L'année 2016 a notamment été marquée par la mise en place d'un objectif national ambitieux d'économies d'énergie complémentaires, à réaliser spécifiquement auprès des ménages en situation de précarité énergétique. Pour satisfaire cette nouvelle obligation EDF a confirmé son rôle de partenaire historique de l'Agence nationale de l'amélioration de l'habitat (ANAH), a renforcé ses relations avec les bailleurs sociaux sur tout le territoire, et renouvelé son partenariat avec la Fondation Abbé Pierre.

Le 10 février 2016, EDF a signé avec le ministère de l'écologie, l'ADEME et l'AVERE (Association nationale pour le développement de la mobilité électrique) la convention « Advenir » qui vise à financer l'installation de 12 000 points de charge en 2016 et 2017 sur l'ensemble du territoire en contrepartie de CEE.

Par ailleurs, pour soutenir les industriels qui souhaitent entrer dans une démarche de management de l'énergie, EDF s'est engagé en juin 2016 avec l'État et l'ATEE (Association technique énergie et environnement) dans le programme CEE « SMEn ». Ce programme entend accompagner 200 sites industriels dans l'obtention de la norme « Système de *management* de l'énergie » ISO 50001 en 2016 et 2017.

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 4 (ORE n° 4) : innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux

Les clients deviennent à la fois producteurs d'énergie et acteurs en matière d'économies d'énergie. La révolution numérique et le développement des systèmes intelligents contribuent fortement à ces évolutions. Afin d'accompagner au mieux cette transition, EDF propose des offres et services à ses clients (résidentiels, entreprises, villes et territoires) répondant à leurs objectifs et attentes (ci-dessous), et développe aussi de nouveaux usages de l'électricité.

Sur le marché des clients particuliers

EDF a une action très volontariste sur les économies d'énergie dans l'habitat, et souhaite être le partenaire du bien-être durable dans l'habitat pour trouver le meilleur équilibre entre confort et économies. En France, il s'agit de « faire connaître » et « engager les clients » sur les économies d'énergie grâce à des outils de suivi et pilotage de leur consommation :

- la solution e.quilibre est désormais souscrite pour près de 2 millions de clients. e.quilibre crée le lien entre budget et consommations énergétiques et donne à chacun les clefs pour comprendre et agir. En 2016, une nouvelle fonctionnalité permet aux clients équipés de compteur Linky [1] de se fixer un objectif annuel de consommation ;
- un nouveau suivi des consommations sous format papier, « Ma Conso & Moi », en complément du tableau de bord de la solution digitale e.quilibre a été lancé par EDF ; et enfin
- une action majeure en novembre 2016 : EDF a lancé Sowee, une nouvelle filiale, une nouvelle marque, une nouvelle offre. Sowee est une offre différenciante sur le marché. Elle combine à la fois une offre de fourniture d'énergie (gaz naturel) et des services. Avec la solution Sowee, les clients d'EDF sont informés en temps réel et à distance des éventuels ajustements de température qu'ils peuvent opérer dans leur maison au cours de la journée pour maintenir leur niveau de confort ou pour maîtriser leur budget de chauffage au gaz naturel. La station connectée Sowee a en outre l'ambition d'être le chef d'orchestre des objets connectés de la maison. Sowee prévoit 1 million de clients avant dix ans.

Il s'agit également d'aider les clients à agir, en les conseillant sur tous les leviers, des comportements de consommation jusqu'aux travaux ; il leur est proposé :

- le meilleur contrat/tarif, adapté à leurs besoins ;
- des conseils pour agir sur leur comportement et ainsi réduire leurs consommations : en 2016, un client sur trois ayant contacté EDF déclare avoir eu des conseils sur les économies d'énergie ;
- des solutions « équipements » les plus économes en énergie : promotion d'ampoules LED en lien avec des partenaires (Philips, Osram et Xanlite…) qui donnent accès pour les clients à des produits de qualité pour faire des économies d'énergie et ce, à un coût inférieur aux prix du marché ;
- un réel accompagnement sur les travaux d'efficacité énergétique : mise en relation avec des entreprises qualifiées (partenaires Solutions Habitat d'EDF) et aide au financement des travaux par la bonification de prêts, en partenariat avec notre filiale Domofinance.

En 2016, ce sont ainsi 301 928 logements qui ont été accompagnés par EDF et ses partenaires, avec de très bons niveaux de satisfaction : près de 9 clients sur 10 se déclarent satisfaits.

Les Services Énergétiques Insulaires (SEI) ont poursuivi en 2016 la promotion des offres « Agir Plus », par lesquelles EDF et ses partenaires veulent mieux convaincre chacun des bénéfices individuels et collectifs de l'efficacité énergétique : une facture allégée qui profite au pouvoir d'achat, aux budgets publics et à la compétitivité des entreprises, tout en s'accompagnant d'une réduction des émissions de CO_2 liées à la production d'électricité. En Italie, Edison poursuit ses offres *Energy Control* et sa campagne hivernale Netatmo. Un service d'e-commerce a été initié en 2016 (Edison shop) qui propose une gamme de produits et services liés au domaine de l'efficacité énergétique.

Pour les clients du marché d'affaires

De nombreuses actions concrètes ont été mises en œuvre, parmi lesquelles :

- la poursuite de la campagne EDF Entreprises : des campagnes médias valorisent l'accompagnement en termes d'efficacité énergétique que fait EDF Entreprises vis-à-vis de ses clients, montrent la place importante des experts comme « *coachs* énergétiques » des clients, et mettent en avant la valeur des offres Efficacité Énergétique d'EDF : conseil MDE, SME, optimisation énergétique du patrimoine, CEE, etc. L'indice de satisfaction des clients entreprises est en hausse marquée ;
- un accompagnement de plus en plus important des clients autour de la réalisation des audits énergétiques : EDF est qualifié par l'Afnor pour réaliser l'audit énergétique obligatoire pour ses clients, selon les exigences de la norme NF EN 16247 et de la réglementation. Cette offre comprend la réalisation par ses experts spécialisés de l'audit du client, incluant l'analyse des consommations et la proposition d'un plan d'actions pour améliorer son efficacité énergétique ; et l'appui à la mise en place d'un système de *management* énergétique pour les clients qui souhaitent s'engager dans une démarche d'amélioration continue, conduisant à la certification ISO 50001.

Dalkia accompagne ses clients vers l'efficacité énergétique notamment au travers du raccordement des installations aux centres de pilotage de la performance énergétique (DESC), de la mise en œuvre de contrats de performance énergétique et de la bonne conduite des installations. L'ensemble des contrats de gestion P1 (gestion de l'énergie) de Dalkia sont certifiés ISO 50001 (*management* de l'énergie). En ligne avec CAP 2030, Edison a réorganisé son offre dans le domaine des services, notamment en matière d'efficacité énergétique.

La R&D intervient en France sur tous les marchés, pour promouvoir les solutions bas carbone, développer des usages et solutions performants de l'électricité notamment dans le bâtiment (« Smart Joule », pompes à chaleur haute température, pompes à chaleur hybrides…), créer des solutions énergétiques originales pour les filiales de spécialités du Groupe en France et à l'international, et développer des outils pour modéliser et optimiser les systèmes énergétiques (méthodes de modélisation thermique des bâtiments ; chaînage entre la maquette numérique du bâtiment (MNB) – *Building Information Model* (BIM) – et les outils de simulation thermiques dynamiques (BIM énergétique) ; outils et des méthodes d'aide au déploiement des offres d'Éco-Efficacité Énergétique).

EDF s'efforce également de répondre aux nouveaux besoins en accompagnant les villes et territoires ou en s'appuyant sur le développement des réseaux électriques intelligents.

1. *Linky est un projet porté par Enedis, gestionnaire du réseau de distribution. Dans un souci de lisibilité, il sera simplement fait mention, dans le reste du document, de Linky, sans préciser systématiquement qu'il s'agit d'un projet porté par Enedis.*

Accompagner la transition énergétique des villes et des territoires

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, acteurs incontournables de la lutte contre le changement climatique. Il développe des réponses sur-mesure pour accompagner les projets énergétiques locaux des collectivités. Les actions engagées portent sur la stratégie et le conseil amont en énergie, la production d'énergie à partir de ressources locales, la performance énergétique et environnementale des bâtiments et des équipements, l'éclairage public et la mobilité.

Ainsi en France, EDF accompagne les élus, qui doivent concilier attractivité territoriale, respect des exigences environnementales, maîtrise de l'étalement urbain, et pour qui l'énergie constitue une des principales préoccupations. Les enjeux majeurs sont les suivants :

- proposer une complémentarité entre système énergétique global (moyens de production électrique performants « distribués ») et stratégies énergétiques locales incluant maîtrise de la demande d'énergie et développement des énergies décarbonées ;
- renforcer notre positionnement sur l'efficacité énergétique (maîtrise globale de la facture et des consommations et non uniquement du coût du kilowattheure) et nous différencier grâce aux services ;
- profiter des relais de croissance et du renforcement de la présence territoriale qu'offre le développement des énergies et services urbains locaux.

EDF réalise du conseil amont et des études énergétiques pour accompagner les collectivités dans la définition de leur stratégie énergétique territoriale (étude du potentiel ENR, de la solution énergétique la plus adaptée, de la stratégie de rénovation résidentielle, etc.) en utilisant ses outils ISEO et Monster, accompagne des collectivités pour leurs dossiers TEPCV, est partenaire d'associations d'élus, et réalise de nombreuses actions de communication.

Dans les systèmes intégrés qui caractérisent SEI, les échanges avec les élus portent également sur les moyens de production, l'autonomie énergétique, la possibilité pour ces territoires d'élaborer leurs propres lois sur le domaine énergétique (habilitation réglementaire énergie). SEI accompagne les collectivités dans leurs projets énergétiques territoriaux (rénovation d'éclairage public, isolation et protection solaire…). SEI est de plus partenaire des collectivités locales dans le cadre du PRME (plan régional de maîtrise de la demande) pour promouvoir l'efficacité énergétique et sensibiliser les différentes cibles, pour co-construire des offres commerciales dans ce domaine mais également dans les programmes visant à lutter contre la précarité énergétique. 90 % des bailleurs sociaux des ZNI ont signé des conventions MDE avec EDF SEI : des dizaines de projets sont déjà en cours de réalisation.

En Martinique, EDF et Cap Nord ont signé un bail pour la création d'un pôle d'excellence transition énergétique à l'ancienne centrale EDF de Bellefontaine. SEI apporte un appui notable à Ouessant, Sein et Molène, les trois îles bretonnes non interconnectées au réseau électrique continental, qui veulent accélérer leur transition énergétique.

Enfin, SEI s'efforce de récupérer et exploiter la chaleur fatale de ses centrales de production lorsque les conditions le permettent.

Pour contribuer à la transition énergétique des villes et des territoires, Dalkia accompagne la collectivité, en prenant en compte les spécificités du territoire local, dans la définition d'une stratégie énergétique sur son territoire en créant une boucle énergétique vertueuse conduisant à réduire la consommation d'énergie primaire, produire l'énergie mieux et localement, distribuer l'énergie efficacement, renforcer la coopération entre les acteurs.

En 2016, Dalkia a contribué localement à la transition énergétique en étendant les réseaux de chaleur et de froid, en créant de nouveaux réseaux de chaleur sur les patrimoines existants ou dans des éco-quartiers, en valorisant les énergies renouvelables et de récupération du territoire grâce au développement des réseaux urbains de chauffage et de froid, en développant les services d'efficacité énergétique à l'échelle du territoire afin de maîtriser la demande énergétique, en développant des contrats de performance énergétique sur des bâtiments publics et privés, et en réalisant des travaux d'efficacité énergétique.

Deux exemples d'opérations mises en œuvre en 2016 :

- Stocker l'énergie pour mieux l'utiliser : l'exemple de Brest Métropole

  Brest métropole a lancé la construction d'une tour de chaleur d'une capacité de 1 000 mètres cubes et qui aura la faculté de stocker 2 500 MWh par an soit l'équivalent de la consommation de 400 logements et une réduction des émissions de CO_2 de 12 700 tonnes sur 20 ans. Ce projet s'inscrit dans un contrat d'exploitation par Dalkia d'un réseau de chaleur urbain valorisant déjà l'énergie thermique produite par l'usine d'incinération d'ordures ménagères et la construction d'une chaufferie biomasse.

- Se chauffer grâce aux *data centers* : exemple du nouveau parc d'entreprise de Val d'Europe.

  L'agglomération du Val d'Europe a souhaité proposer un réseau de chaleur collectif et vertueux aux entreprises s'installant sur son nouveau parc d'entreprise Paris - Val d'Europe. Grâce aux *data centers,* ce réseau alimentera à terme 600 000 mètres carrés d'équipements publics, d'immeubles tertiaires et de logements, évitera l'émission de 5 400 tonnes de CO_2 par an et proposera une énergie 100 % verte aux entreprises et aux bâtiments publics limitrophes, tels que le centre aquatique de la communauté d'agglomération du Val d'Europe (3 500 mètres carrés).

Citelum s'engage pour la majorité de ses contrats avec les villes sur la réalisation d'économies d'énergie, la lutte contre la pollution lumineuse, la réduction de l'empreinte carbone.

À titre d'exemple, en 2016 :

- Puebla (Mexique) : changement de 21 500 luminaires par des LED pour un résultat de 40 % d'économies d'énergie réalisées (réduction de la pollution lumineuse) ;
- Rome (Italie) : déploiement de solutions *Smart* : 29 places de stationnements, 51 systèmes de détection de véhicule, 53 panneaux à messages variables, 54 panneaux de signalisation à messages variables pour le péage urbain et 80 caméras de vidéosurveillance ;
- Sète (France) : 65 % d'économies d'énergie sur 20 ans dont 50 % dès la fin de la 4e année du contrat, à travers des actions multiples ;
- Copenhague (Danemark) : l'engagement de réduire de 57 % la consommation d'énergie a été atteint. Mise en place de maillage de la ville permettant d'intégrer des solutions *Smart* par la suite ; réduction de la pollution lumineuse.

ÉS a réalisé plusieurs opérations significatives en 2015-2016 :

- éco-quartier Kronenbourg : installation d'une chaufferie géothermique permettant d'alimenter en chaleur et eau chaude plus de 400 logements. Ce projet innovant et ingénieux, recyclant l'ancien puits de la brasserie Kronenbourg en puits de captage, constitue une première pour la ville de Strasbourg dans le cadre de la réalisation d'un réseau de chaleur ;
- réseau de chaleur de l'Esplanade – L'Eurométropole de Strasbourg a confié à ÉS la fourniture en chaleur renouvelable du réseau de l'Esplanade. Le projet consiste en la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale de cogénération biomasse d'une puissance de 10 MW électriques et 23 MW thermiques. Elle produira annuellement 70 GWh d'électricité et 112 GWh de chaleur qui seront injectés dans le réseau de chaleur de l'Esplanade ;
- inauguration de la centrale de géothermie profonde de Rittershoffen : depuis le 1er septembre, la centrale de géothermie profonde de Rittershoffen est entrée en exploitation.

La transition énergétique des villes et territoires fait l'objet d'un programme R&D qui héberge des activités de recherche sur la planification énergétique urbaine et la *smart city,* la définition de concepts énergétiques locaux innovants pour les zones en cours d'aménagement, la recherche de solutions d'efficacité énergétique dans les bâtiments, la mobilité, les énergies décentralisées bas carbone et les renouvelables (biomasse, PV, géothermie, éolien), enfin des réseaux de chaleur, de froid ou d'électricité avec des optimisations multi-énergies.

La R&D d'EDF a notamment mené des projets de planification urbaine en 2016 à Singapour, Lingang et Sanya en chine, Berlin (Green Moabit), Lyon et Strasbourg. Elle a également développé une offre *smart city,* intitulée « Connecting our energies », qui au-delà de la planification permet de valoriser les savoir-faire du Groupe sur les services aux villes et territoires.

L'activité R&D est soutenue également au sein de SEI (Services Énergétiques Insulaires), où les travaux se déclinent autour de quatre thèmes majeurs :

- électrifier des sites isolés avec des couplages ENR-stockage ; permettre l'émergence de microréseaux 100 % ENR. À titre d'exemples : lancement de l'expérimentation du stockage à hydrogène pour sécuriser l'approvisionnement de bâtiments dans le cirque de Mafate sur l'île de La Réunion ; lancement d'un appel d'offres pour un système batterie + *Energy Management System* destiné à accompagner la transition énergétique sur le microréseau de l'île de Sein ;
- faire émerger une demande flexible et bas carbone : innovation technologique MDE, rendre les clients plus acteurs de leur consommation (autoconsommation, effacements) ;
- favoriser l'intégration des ENR en relevant le seuil de déconnexion dans les principaux réseaux (via l'installation de stockages centralisés) ;
- moderniser les réseaux électriques de SEI : déployer les compteurs communicants et valoriser les données de comptage, mieux informer les parties prenantes des territoires via l'*open Data,* préparer les outils de conduite du système électrique de demain.

Enfin, la R&D d'EDF est très active sur la question du stockage de l'électricité, et vise notamment à :

- contribuer à l'émergence de solutions innovantes de stockage qui permettent une réduction des coûts et une amélioration de la performance (lancement d'une *spin-in* sur la technologie Zn-air) ;
- évaluer la valeur créée par les solutions de stockage pour les différents acteurs des systèmes électriques et développer des algorithmes de pilotage des systèmes de stockage pour leur permettre de fournir les services attendus ;
- innover dans de nouvelles solutions intégrant stockage, ENR et gestion de la demande dans les solutions énergétiques proposées aux clients (projets McHenry aux USA et West Burton au Royaume-Uni).

Le gestionnaire de réseau Enedis développe depuis 2011 un programme *Smart Grids* dont la spécificité est d'expérimenter dans une vision système les différents aspects des *Smart Grids*. L'ambition est d'accompagner activement la transition énergétique en poursuivant l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution électrique, le développement de nouveaux usages tels que la mobilité électrique et de favoriser le développement d'actions pour la maîtrise de la demande en énergie et en puissance.

3.2.1.3 Stratégie d'adaptation au changement climatique

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice des activités du Groupe, ainsi que sur la demande d'énergie. Le groupe EDF dispose depuis 2010 d'une stratégie d'adaptation au changement climatique qui vise à donner une réponse aux conditions de climat attendu, de manière à en réduire ou à en éviter les effets préjudiciables et à en exploiter les effets bénéfiques. Cette stratégie, en cours de révision, concerne d'abord l'implication des services de R&D, susceptibles de proportionner les données nécessaires pour la modélisation du climat futur pour prévoir des impacts ainsi que les solutions ; sur cette base, il s'agit ensuite de prévoir les mesures à prendre sur les installations industrielles actuelles et pour les phases de conception, ainsi que de prévoir des mesures d'optimisation de la production/consommation ; il s'agit également d'adapter les savoir-faire internes, ainsi que les produits et services offerts par le Groupe à ses clients.

Les quatre axes principaux sont :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques attendues et améliorer leur résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- adapter les offres du Groupe au changement climatique.

À travers sa R&D, EDF dispose de méthodes et outils permettant de modéliser et d'atténuer les impacts du changement climatique, ainsi que d'anticiper la direction dans laquelle les systèmes énergétiques pourraient évoluer à la suite des transitions énergétiques.

Par exemple, EDF a créé un « Service climatique » pour construire une base de données avec projections climatiques expertisées et « prêtes à l'emploi » pour les divers métiers de l'entreprise. EDF a également démarré un programme de recherche sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation, qui intègre les résultats déjà obtenus sur l'évaluation des évolutions de la disponibilité de l'eau dans les principaux bassins français. Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'événements climatiques extrêmes[1]. Le Groupe a aussi entamé des projets de recherche afin d'anticiper les évolutions des systèmes énergétiques, faire émerger les déterminant et les contraintes auxquelles ils seront soumis et d'identifier les facteurs de rupture.

Lutter contre les effets du changement climatique

L'adaptation au changement climatique concerne essentiellement les ouvrages à cycle de vie long : centrales nucléaires et thermiques, barrages hydrauliques, plateformes hydrocarbures en mer. Prévues pour être exploitées sur une période plus courte (20 ans environ), les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements faciles à remplacer. Il s'agit de prendre des mesures sur les actifs existants et de concevoir les actifs futurs en prenant en compte les évolutions du climat.

Afin d'améliorer l'efficacité des centrales nucléaires et thermiques en exploitation par temps chaud et froid, des travaux de rénovation (près de 400 millions d'euros d'ici à 2019) sont mis en œuvre sur les centrales françaises.

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes des installations hydrauliques, certains ouvrages le nécessitant ont été renforcés avec l'installation d'évacuateurs de crues. C'est le cas du barrage de Charmines, 8e barrage EDF à bénéficier des évacuateurs de crues en touches de piano « *Piano Key Weirs* ». Développée par l'ingénierie hydraulique et la R&D d'EDF, en collaboration avec l'association Hydrocoop, l'École polytechnique fédérale de Lausanne et l'université de Liège, EDF a reçu pour cette innovation le 2 décembre 2015 le prix Grand Groupe du Trophée des solutions climat de la catégorie « Adaptation aux effets du changement climatique ».

Au Royaume-Uni, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a réévalué ses risques, en particulier ceux liés à la hausse de la température de l'air et de la mer, et son plan d'adaptation au changement climatique intègre le plan national du Royaume-Uni.

En termes de conception, par exemple, une hausse potentielle du niveau des mers et des océans a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe, intégrant ainsi dès la conception les études prospectives les plus précises et les plus récentes.

1. *Tels qu'inondations, incendies etc.*

Le gestionnaire de réseau Enedis a formalisé dans son plan d'adaptation au changement climatique les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, Enedis a déposé en 2016 3 449 kilomètres de lignes aériennes HTA, dont 1 121 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98 % des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80 % des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes plus sûres. En complément de ce programme d'investissement, une Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) a été conçue. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2016, la FIRE a été mobilisée suite à la tempête tropicale Matthew en Martinique, qui avait privé d'électricité 60 000 clients.

3.2.2 RESSOURCES NATURELLES ET PRÉSERVATION DE L'ENVIRONNEMENT [1]

3.2.2.1 Un principe d'économie circulaire

Dans un contexte de raréfaction des ressources naturelles, l'économie circulaire vise à répondre à la croissance des besoins en la découplant de l'utilisation de ces ressources, et en sortant du modèle industriel linéaire extraction – production – utilisation – déchet. Il s'agit de concilier croissance, bien-être et confort avec les limites de la planète, dans un principe prolongé de celui de Développement durable. Cela se matérialise au travers de leviers d'actions tels que la réparation, la réutilisation, le réemploi, le recyclage des objets. L'écoconception des produits est également encouragée.

EDF s'inscrit dans cette démarche. Produire de l'électricité ou de la chaleur est une activité industrielle qui nécessite des moyens de production eux-mêmes issus d'un processus de transformation de ressources naturelles pour les construire, puis les exploiter, et gérer leur fin de vie. Le modèle industriel intégré d'EDF : concepteur – constructeur – exploitant – déconstructeur de ses outils de production place le groupe EDF dans une position privilégiée pour contribuer au développement de cette nouvelle forme d'économie par le biais de l'écoconception, de l'amélioration du rendement et de la durée de vie de ses installations et par la bonne gestion des matières et déchets générés par leur exploitation. L'électricité est également un vecteur de transformation des économies par le développement de nouveaux usages qui apportent un meilleur confort en réduisant l'utilisation des ressources naturelles (mobilité électrique, nouveaux services énergétiques…).

Aussi, en cohérence avec les nécessités de la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles réclamées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise. Elle constitue une attente forte de la part de ses parties prenantes, et son objet va bien au-delà de la seule gestion des déchets. Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise [2].

3.2.2.2 La biodiversité

La biodiversité, aquatique ou terrestre, constitue un patrimoine universel. Les activités humaines ne sauraient être sans impact sur cette biodiversité dont elles dépendent. C'est notamment le cas des entreprises industrielles, qui dépendent de la biodiversité pour conduire leurs activités, et qui impactent en même temps cette biodiversité, par exemple dans les phases d'implantation d'ouvrages, mais aussi à l'occasion de leur exploitation, de leur maintenance, jusqu'à leur démantèlement. Le groupe EDF, conscient de ce phénomène, a investi ces questions depuis plus de cinquante ans, en démarrant par les questions d'hydroécologie, puis sur le volet terrestre de la biodiversité. À l'échelle française, EDF dispose d'un patrimoine foncier de 41 000 hectares en métropole et 20 000 hectares outre-mer. La biodiversité constitue un enjeu économique pour le Groupe ; une prise en compte inadéquate ou insuffisante de la biodiversité peut entraîner des arrêts de chantiers, de production ou conduire à retarder voire empêcher le lancement de nouveaux programmes industriels.

3.2.2.2.1 Politique biodiversité du groupe EDF (indicateur G4 : DMA)

La biodiversité est l'un des domaines sur lesquels EDF a choisi de s'engager au travers des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE). L'engagement n° 6 pris sur le périmètre Groupe concerne l'ensemble du cycle de vie des installations, depuis l'étude des projets, en passant par la construction et l'exploitation, jusqu'à la fin de vie des installations ; il s'étend à l'ensemble de la chaîne de valeur, y compris les politiques d'achats et les relations avec fournisseurs et sous-traitants.

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 6 (ORE n° 6) : lancer une approche positive de la biodiversité. Ne pas se limiter à terme à la connaissance ou à la réduction des impacts des activités pour avoir un effet positif sur la biodiversité.

Le groupe EDF évaluera la sensibilité écologique des espaces naturels situés dans ou à proximité de ses sites de production. Cette évaluation concerne également les projets en développement. Pour les aires les plus sensibles, EDF et ses filiales mettront en place les actions appropriées pour protéger et renforcer la biodiversité. Elles veilleront à mettre en œuvre ces actions en étroite relation avec les parties prenantes externes : autorités publiques, ONG, associations et institutions scientifiques.

Par ailleurs, la politique biodiversité du Groupe s'inscrit dans le système de *management* de l'environnement (SME) certifié ISO 14001. Elle s'articule autour de trois objectifs :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

Elle est déclinée au sein des entités et filiales du Groupe de manière adaptée à l'exercice de chacun, et en conformité avec les réglementations locales. Des référents biodiversité ont été nommés au sein des métiers du Groupe. En France, s'agissant des ouvrages hydrauliques, EDF s'est fixé comme objectif d'assurer la continuité piscicole et sédimentaire sur les sites à enjeux de son parc (passes à poissons de montaison et dévalaison, gestion coordonnée du transport sédimentaire…) et d'agir plus largement pour l'atteinte du bon état ou du bon potentiel des masses d'eau sur lesquelles sont implantés les ouvrages (augmentation des débits réservés…). La Direction Immobilier Groupe s'est par exemple fixé l'objectif « zéro phyto » en 2020 sur les sites tertiaires d'EDF. Sept sites d'EDF Energy ont été audités et répondent au standard *Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark*. Depuis plus de 20 ans, EDF Energy travaille en partenariat avec le *Wildlife Trust* à Sizewell, ainsi qu'avec l'agence gouvernementale *Natural England* en vue de protéger la biodiversité autour de la centrale. La Division Production et Ingénierie Thermique d'EDF s'est engagée dans une action de limitation de l'artificialisation des sols au travers d'un programme de revalorisation des espaces déjà artificialisés pour l'installation de nouveaux projets. En 2016, elle a également mis à disposition une fiche pratique sur l'intégration systématique des enjeux de la biodiversité au sein du SME.

1. *En matière de lutte contre le gaspillage alimentaire, tel que mentionné par le décret du 19 août 2016 en application de l'article L. 225-1 du Code de commerce, EDF peut être concerné s'agissant par exemple des cantines mises à disposition des salariés ; leur gestion est principalement confiée au CCE d'EDF et à ce stade, EDF ne considère pas cette information comme une information importante.*
2. *L'économie circulaire est notamment l'une des nouvelles exigences de norme ISO 14001 sur laquelle s'appuie l'action managériale de terrain.*

Partenariat, formation et R&D sont des leviers majeurs en vue de la réussite de la politique menée par EDF en matière de biodiversité :

- La Direction Développement durable du Groupe oriente et pilote les partenariats biodiversité. En France, les partenaires historiques de l'entreprise sont privilégiés avec les grands acteurs du secteur : Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Réserves naturelles de France (RNF), 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), Conservatoire du littoral. Au total, ce sont plus de cent partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche tels que l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Irstea) et l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer). À l'échelle nationale, EDF entretient des réflexions et des relations nourries avec les associations OREE, EPE, le Comité français de l'UICN et le *Business & Biodiversity Offsets Programme* (BBOP). Localement, de nombreux partenariats visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité. L'approche partenariale est encouragée dans l'ensemble du Groupe. ÉS travaille avec le Groupement ornithologique du Nord-Alsace (Gorna) et la LPO en vue de protéger les oiseaux des lignes aériennes. EDF Énergy dispose de partenariats de plus de 20 ans avec le *Suffolk Wildlife Trust* à Sizewell et collabore notamment avec le *Wildlife Trust Natural England*. EDF Polska coopère avec l'Association ornithologique de la région Malopolska.
- La formation et la sensibilisation des salariés sont des leviers importants pour progresser dans la prise en compte des enjeux de la biodiversité tout au long de la chaîne de valeur. En France, huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle. En 2016, EDF Énergies Nouvelles a réalisé un guide « Biodiversité et énergie éolienne et solaire » à destination de ses salariés. Un guide « Biodiversité et réseaux électriques » a également été mis à disposition des entités et filiales les plus concernées. La formation et la sensibilisation des salariés sont des leviers importants pour progresser dans la prise en compte des enjeux de la biodiversité tout au long de la chaîne de valeur. Plusieurs formations internes sur la biodiversité sont proposées aux salariés. En 2016, 160 salariés ont suivi ces formations.
- Le Groupe mène un programme de recherche sur les interactions de ses activités avec l'environnement. Parmi les projets de recherche menés, les programmes sur l'écologie terrestre et les services écosystémiques et sur l'hydroécologie mobilisent 25 chercheurs et techniciens. EDF s'est engagé à :
  - évaluer la valeur écologique du foncier de l'entreprise et intégrer celle-ci dans les choix industriels ;
  - comprendre et réduire les impacts de l'outil de production sur la biodiversité aquatique et terrestre ;
  - améliorer les pratiques de compensation écologique et la prise en compte des interactions entre services écosystémiques et activités de l'entreprise ;
  - identifier des solutions pour la restauration et le rétablissement de la continuité sédimentaire des cours d'eau.

L'engagement volontaire d'EDF pour la biodiversité, construit avec les partenaires d'EDF, s'est traduit par de grandes orientations et des actions concrètes à mettre en œuvre en faveur de la biodiversité pour la période 2014-2017. Il a pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales. Cet engagement a été reconnu par le Comité de la stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) du ministère en charge de l'Écologie ; un premier bilan lui a été adressé en octobre.

3.2.2.2.2 Enjeux liés à la localisation des sites (indicateurs G4 : EN 11 et EN 14)

La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité ou dans le périmètre d'aires protégées. (En France, 80 % des sites hydrauliques sont dans un site Natura 2000 ou à proximité. Ces sites sont préservés de l'agriculture, de l'urbanisation et sont situés à proximité de cours d'eau, autant de facteurs qui favorisent la biodiversité. Ces sites sont donc également des opportunités pour qu'y soit mise en œuvre une gestion écologique favorisant ainsi la biodiversité.)

En France, un Système d'information géographique (SIG) est en cours de déploiement en métropole et en outre-mer. À ce jour, EDF a évalué la qualité écologique de 30 % de son foncier. L'entreprise a développé un indicateur de potentialité écologique (IPE) avec le Muséum national d'histoire naturelle qui a vocation à être déployé à plus large échelle pour suivre l'état écologique du foncier de l'entreprise. Cette méthode a déjà été mise en œuvre sur 7 000 hectares de foncier pour l'hydraulique [1].

En Angleterre et en Pologne, EDF Energy et EDF Polska ont réalisé des inventaires sur la totalité de leur foncier (respectivement 1 450 hectares et 1 200 hectares).

Au Brésil, sur le projet Sinop, un programme de gestion environnemental et social (E&S) a été mis en place, se composant de plusieurs plans et programmes de gestion (33), incluant des mesures de protection de la faune et de la flore, ainsi qu'un plan de gestion d'une aire protégée tout autour du réservoir. Sur Nachtigal (Cameroun), le projet a fait l'objet d'une première étude E&S en 2006, actualisée en 2011. Des études complémentaires sur la biodiversité ont été réalisées en 2014 et 2015 pour compléter ces études d'impact et permettre l'élaboration d'un plan de gestion E&S opérationnel détaillé en cours de finalisation. Des études complémentaires sont en cours afin d'améliorer les connaissances sur l'espèce de flore aquatique endémique protégée et pour proposer des mesures efficaces de réduction et de compensation du projet. Pour tous les aspects sensibles, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation des impacts ont été élaborées et figurent dans le plan.

Le Groupe souhaite accorder une attention particulière aux sites qui présentent les enjeux les plus forts en termes de biodiversité, particulièrement [2] :

- ses sites situés à proximité d'une espèce menacée d'extinction (indicateur G4 : EN 14) [3] ;
- ses sites situés dans ou à proximité d'une aire protégée ou riche en biodiversité (indicateur G4 : EN 11).

1. *Direction Production Ingénierie Hydraulique.*
2. *En 2016, il s'agit pour EN 14 du périmètre EDF SA.*
3. *En 2016, il s'agit pour EN 11 du périmètre EDF SA et EDF Energy.*

G4-EN11

Catégories d'aires protégées selon l'UICN	France		Royaume Uni
	Métropole (y. c. Corse)	Outre-mer	
I	34	8	0
II	18	16	0
III	190	3	1
IV	79	16	10
V	142	4	2
VI	0	0	0
Natura 2000	310	0	5
Zones riches en biodiversité	532	24	5

G4-EN14

	Catégories UICN d'espèces menacées					
	Liste rouge mondiale			Liste rouge nationale		
	CR	EN	VU	CR	EN	VU
France métropole	6	22	53	29	88	260
Outre-mer & îles françaises	13	12	29	43	72	144

CR : en danger critique d'extinction ; EN : en danger ; VU : vulnérables.

3.2.2.2.3 Identification et gestion des impacts (indicateur G4 : EN 12)

Les impacts potentiels des activités de production du Groupe concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
  - des ouvrages de production hydraulique, qui entraînent des modifications de la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de retenues, et à l'aval, en raison de la fragmentation des espaces et des limitations ou variations du débit,
  - des ouvrages thermiques, de manière plus limitée ;
- l'artificialisation et la fragmentation des habitats naturels terrestres, du fait de l'emprise terrestre des sites existants ou des projets ;
- la faune, la flore et les habitats naturels, qui sont également impactés par les chantiers de construction ou de maintenance ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauve-souris) impacté par les réseaux aériens de distribution et les installations éoliennes.

Des études d'impact permettant de mesurer les effets sur la biodiversité sont conduites et formalisées pour les projets remplissant les critères prévus par l'article R. 122-2 du Code de l'environnement. Il s'agit notamment d'évaluer la fragmentation des écosystèmes du fait des infrastructures, les impacts sur les dynamiques de population, l'érosion du sol, etc.

Pour mieux évaluer les risques et les opportunités liés aux impacts et dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes, EDF expérimente dans chaque métier la méthode de l'*Ecosystem Services Review* (ESR [1]).

Des démarches analogues sont également conduites pour les ouvrages en exploitation. Leurs impacts sur l'environnement et la biodiversité font l'objet d'une surveillance conduite par des établissements publics (Ifremer, IRSN, Irstea, Onema). Les résultats sont publiés et accessibles.

À titre d'exemples :

- Dans les activités hydroélectriques en France : entre 2013 et fin 2016, près de 120 diagnostics piscicoles et/ou sédimentaires ont été réalisés pour préciser les enjeux de continuité site par site. Sur le volet piscicole, 28 ouvrages de franchissement piscicole ont été mis en service sur des sites à enjeux (classement liste 2 [2], Rhin…). Sur 2016, 11 sites ont été mis en service, dont la passe à poissons de Strasbourg. Sur le volet sédimentaire, on peut citer le désensablement de la Selves, les chasses de décolmatage de la Durance et le curage expérimental de Saint-Sauveur, l'étude sur la gestion sédimentaire de la Combe de Savoie, ou l'expérimentation pastorale sur les bords de l'Isère afin de retrouver une dynamique fluviale…
- Dans les activités de distribution : s'agissant de l'enfouissement des lignes, le projet LEO conduit à La Réunion vise à renforcer le réseau HTB du sud-ouest de l'île, avec deux nouvelles lignes d'une capacité de transit 4 fois supérieure à l'installation actuelle. EDF a été particulièrement attentive à l'impact sur l'environnement, redessinant le tracé en vue de protéger la biodiversité ; ce qui a conduit à s'écarter des grandes zones habitées, et a permis d'installer 2 578 balises avifaunes sur 42,2 kilomètres de lignes. En métropole, l'enfouissement des réseaux HTA et BT est réalisé par Enedis à 45 %.
- EDF Luminus a initié un programme ambitieux visant à réduire la mortalité des poissons migrateurs du fait des turbines hydrauliques. Soutenu par le programme européen Life et doté d'un budget global de 4,2 millions d'euros, le programme vise à modéliser les trajectoires de migrations, mettre en place des dispositifs répulsifs comme des barrières électriques ou à bulles et des dispositifs adaptés pour faciliter le passage des poissons. Le programme cherche en parallèle à concevoir des turbines à très faibles impacts pour les poissons migrateurs, avec un test de sur le site de Monsin.

1. *Méthode développée par le* World Resource Institute *(WRI) et le* World Business Council for Sustainable Development *(WBCSD).*
2. *Classement de liste 2 : L'article L. 214-17 du Code de l'Environnement introduit deux listes de cours d'eau classés pour la continuité écologique. La liste 2 regroupe les cours d'eau pour lesquels il convient, au niveau de tout ouvrage faisant obstacle à la continuité, d'assurer ou de rétablir la libre circulation des poissons migrateurs et le transit des sédiments dans le respect d'un délai réglementaire imposé.*

- Edison mène deux projets dans ce domaine : le projet « Mosselmonitor » sur la plate-forme pétrolière *offshore* de Rospo en mer Adriatique, les moules de bouchot étant utilisées comme bio-indicateurs de la qualité des eaux et prévention des pollutions ; et le programme « Biovega », consistant à analyser l'état de la biodiversité autour de la plate-forme pétrolière de Vega.

3.2.2.2.4 Mesures compensatoires (indicateur G4 : EU 13)

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy*[1], dont la doctrine ERC constitue la déclinaison française (éviter, réduire, compenser), encore renforcée par la loi biodiversité parue en 2016[2]. Les impacts sur la biodiversité sont pris en compte sur la totalité de la vie des projets, en particulier lors de leur conception. Sur le chantier, éviter ces impacts est une priorité, et ceux qui ne peuvent pas être évités ou réduits sont compensés. EDF attache une importance particulière à la qualité des diagnostics pour caractériser l'état initial d'un site et suivre les actions de compensation.

Dans le massif de Belledonne en Isère, l'entreprise mène par ailleurs une expérimentation au long cours[3] avec l'association Initiative Biodiversité Combe-Madame et les acteurs du territoire. Elle vise à restaurer des milieux subalpins et permettre le retour d'espèces remarquables de la faune et de la flore. Cette initiative s'inscrit dans la démarche engagée par le ministère en charge de l'écologie pour tester la pertinence et la faisabilité de la compensation par l'offre. Le projet a démarré sur le terrain l'année passée ; en 2016, l'évaluation de l'état initial du site est achevée et les premiers travaux de réouverture des milieux ont commencé.

EDF a par ailleurs lancé une thèse avec l'Irstea et le Muséum national d'histoire naturelle sur l'élaboration d'une méthode de vérification de l'atteinte de l'équivalence écologique ; il s'agit de mesurer les gains issus de mesures compensatoires.

3.2.2.2.5 Actions de protection et de restauration (indicateur G4 : EN 13)

L'entreprise est aujourd'hui gestionnaire d'espaces naturels, en partenariat avec des associations locales. Elle le fait soit volontairement, soit à la faveur de mesures compensatoires. Sur de nombreux sites, EDF met en place un ensemble de mesures de protection, une partie des propriétés foncières est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité.

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques aussi bien nationales que locales en faveur de la biodiversité ; à titre d'exemples, on peut citer parmi bien d'autres :

- en matière d'espèces exotiques envahissantes :
  - la création du « Petit Rhin », zone renaturée dans le cadre du projet environnemental de Kembs ; elle a nécessité une attention particulière vis-à-vis de la présence d'espèces invasives. Les études initiales ont mis en évidence la présence de nombreuses espèces exotiques envahissantes. En amont des travaux de renaturation, des entretiens réguliers ont été effectués par fauche afin de limiter leur propagation. Lors de la phase de chantier, afin d'éviter leur développement sur les zones mises à nu, un décapage du sol a été réalisé puis un ensemencement par des espèces locales. Le suivi a montré une efficacité de ces actions avec une diminution de 80 % la présence des espèces invasives sur le site,
  - sur la zone de compensation associée au projet Romanche-Gavet un recensement exhaustif des espèces en voie d'extinction a permis de produire une cartographie associée à un suivi régulier. Une gestion par fauchage et pâturage est réalisée pour une partie du site. Sur certaines parties du site, une coupe sélective de certains arbres envahissants, tels que le robinier faux-acacia ou l'ailante, a également été mise en œuvre,
  - sur l'ensemble des sites nucléaires, un état des lieux des espèces exotiques envahissantes a été récemment réalisé, avec préconisations de gestion associées.

  EDF Energy s'est engagé à identifier les espèces exotiques envahissantes sur tous ses sites nucléaires, à contrôler et mettre en œuvre des mesures d'éradication lorsque c'est possible. La filiale britannique appuie également la conservation d'espèces prioritaires au niveau national, parmi lesquelles « *water vole, Sussex emerald moth, red hemp nettle, and natterjack toad* », ainsi que la conservation des habitats *(« lowland meadows, reedbeds and vegetated shingle »)* ;
- en matière d'actions en faveur d'espèces menacées :
  - le Groupe est engagé dans plusieurs plans nationaux d'action en faveur du Desman des Pyrénées, du Vautour moine, du Gypaète barbu, de l'Apron du Rhône, de l'Aigle de Bonelli, des odonates et participe aux déclinaisons régionales de ces plans comme le plan Loutre d'Europe en région Centre ou l'Angélique des estuaires,
  - EDF participe à des programmes Life, notamment pour le Desman des Pyrénées ; d'autres sociétés du Groupe sont également engagées, telles qu'EDF Démász pour Life avifaune, ou Enedis avec Life Gypconnect,
  - en partenariat avec la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), le site de Cordemais a fait construire un bâtiment adapté à l'accueil des chauves-souris en compensation de la destruction de bâtiments existants. La création d'un tel gîte à chauves-souris *ex nihilo* dans le cadre de mesures compensatoires est une première française. Un suivi de la fréquentation du gîte par les chauves-souris est depuis assuré par la LPO;
- en matière d'espaces protégés, plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et mettent en œuvre des contrats Natura 2000.

3.2.2.2.6 Autres actions volontaires

Le Groupe met en œuvre d'autres leviers d'actions volontaires, dans le cadre de mécénats ou de contribution scientifique. Il s'agit, de manière très concrète, de renforcer la lutte en faveur de la préservation de la biodiversité.

EDF soutient ainsi la « liste rouge » des espèces menacées de l'UICN[4].

En France, EDF concentre son action sur la Fête de la nature. L'entreprise constitue le partenaire principal de cette manifestation nationale médiatisée. Pour la dernière édition de 2016, 27 sites d'EDF participaient, organisant 67 manifestations, attirant 5 000 visiteurs. À titre d'exemple, en Guadeloupe, 30 agents bénévoles ont nettoyé une mangrove et ses abords. À l'occasion de cette fête, EDF a publié, en 20 000 exemplaires, un journal dédié aux questions de biodiversité.

EDF est également partenaire du programme « Végétal Local » porté par la Fédération des conservatoires botaniques nationaux. L'objectif de ce programme est de promouvoir l'utilisation systématique de plantes sauvages d'origine locale dans les travaux d'aménagement, la renaturation des espaces, l'entretien des espaces verts, etc. L'utilisation d'espèces locales permet notamment d'établir une barrière naturelle contre les espèces exotiques envahissantes et d'améliorer les fonctionnalités écologiques du milieu. Grâce à ce programme, EDF pourra inclure dans ses préconisations de gestion l'utilisation systématique de plants d'origine locale sur son foncier.

À La Réunion, pour éviter que de jeunes pétrels de Barau, espèce endémique, ne soient éblouis par l'éclairage public lors de leur premier envol, EDF a soutenu la recherche de solutions avec la Société d'études ornithologiques de La Réunion (SEOR), en finançant une horloge astronomique programmée

1. *Principe du PS6 de l'IFC :* performance standard 6 *du cadre de référence de l'*International Corporation *(société financière internationale, structure de la Banque mondiale) dédié à la conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivantes.*
2. *Loi n° 2016-1087 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages du 8 août 2016.*
3. *Étude envisagée sur huit années.*
4. *UICN : Union internationale pour la conservation de la nature.*

pour interrompre la lumière dans l'espace public pendant vingt jours par an. Cette action est relayée plus largement lors des « Nuits sans lumière ».

En partenariat avec le comité interrégional Bretagne-Pays-de Loire de la Fédération française d'études et de sport sous-marins, EDF Énergies Nouvelles a lancé un projet de sciences participatives visant à compléter l'inventaire de la faune et de la flore du site du projet éolien *offshore*.

À Chinon, le CNPE favorise la défense et protection des forêts domaniales par une convention en faveur de l'ONF [1] (2014-2016).

Au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado pour préserver une forêt pluviale atlantique (projet de reforestation sur le bassin versant).

3.2.2.3 L'eau

La demande mondiale en énergie et en eau s'intensifie dans un contexte de changement climatique. Le secteur de production énergétique, de la production d'énergie primaire à la génération d'électricité, dépend entièrement de l'eau. Il faut de l'eau pour produire de l'énergie (excepté pour l'énergie éolienne). En tant que gestionnaire et utilisateur majeur de l'eau, EDF doit protéger, gérer et partager l'eau au sein des territoires dans lequel il agit en intégrant pleinement la dimension très locale de l'eau. Le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique de gestion des risques. Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts poussées. En France, un Comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre.

3.2.2.3.1 L'eau : une ressource pour la production d'énergie

L'eau est un élément fondamental pour la production d'énergie. La force de l'eau est ainsi matière première pour la production hydroélectrique. L'eau est également nécessaire pour le refroidissement des centrales thermiques et l'extraction et le raffinage des produits pétroliers et gaziers.

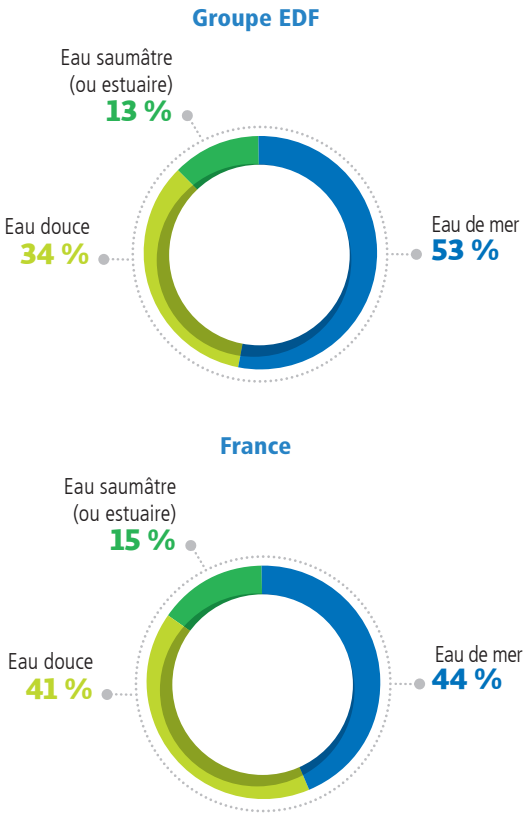
L'hydroélectricité, et donc l'eau, joue également un rôle important pour les systèmes électriques. Les grands lacs de barrage et les stations de pompage (STEP) assurent une fonction de stockage de l'eau, transformable rapidement en énergie électrique. De ce fait, les grands lacs de retenue sont une forme de stockage électrique à grande échelle (14 GW appelables en environ 10 minutes en France) indispensable aux périodes de pointe, au développement des énergies renouvelables intermittentes, et à la réponse à incidents pour éviter un *black-out*.

En France, EDF gère 7,5 milliards de mètres cubes d'eau stockés dans ses réservoirs (représentant environ 75 % des réserves artificielles du pays). À l'échelle du Groupe, environ 50 milliards de mètres cubes d'eau sont prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur mais un faible consommateur d'eau.

Maîtriser son prélèvement et sa consommation d'eau

Le Groupe s'est engagé à poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes, et à rechercher la meilleure efficacité pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques.

RÉPARTITION DE L'EAU UTILISÉE POUR LE REFROIDISSEMENT DES CENTRALES THERMIQUES DU GROUPE EDF



L'exposition des moyens de production du Groupe au stress hydrique a été évaluée et demeure faible car ses installations sont principalement situées en Europe (près de 99 % du prélèvement total du Groupe, dont plus de 77 % en France et plus de 18 % au Royaume-Uni) et ses installations nucléaires et thermiques majoritairement implantées en bord de mer. En France, EDF a pris l'engagement de réduire la consommation d'eau potable de l'ensemble de son parc immobilier et de ses espaces verts de 5 % par an jusqu'en 2020 pour ses 137 sites télé-relevés.

Globalement, 66 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 59 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 92 % en Italie.

Ces données relatives aux prélèvements d'eau diminuent de près de 4 % du fait notamment d'une diminution de la production thermique nucléaire en France et de l'augmentation de production issue des centrales à Cycle Combiné Gaz.

1. *ONF : Office national des forêts.*

VOLUMES D'EAU PRÉLEVÉS ET RESTITUÉS PAR LE GROUPE

(en milliards de mètres cubes)	2016	2015	2014
Eau de refroidissement prélevée	47,4	49,3	49,8
dont part d'eau douce	*16,2*	*18,3*	*18,1*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,1*	*5,2*	*5,8*
Eau de refroidissement restituée	46,8	48,7	49,3
dont part d'eau douce	*15,7*	*17,8*	*17,6*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,1*	*5,2*	*5,8*
Eau évaporée (1)	0,539	0,595	0,553

(1) Eau consommée.

La France voit la thermosensibilité de son parc thermique diminuer, avec la fermeture des anciennes centrales à charbon ou à fioul (centrale d'Aramon fermée en 2016 par exemple) à proximité des rivières. Les nouveaux moyens de production thermique sont désormais situés en bord de mer (CCG de Martigues) ou équipés d'aéroréfrigérants (Blénod 5 et mise en service industrielle du CCG de Bouchain à très hautes performances), qui réduisent la dépendance à la ressource en eau.

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de rejet, les sociétés du Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de qualité et de température de l'eau, et mettent en place des mesures correctives immédiates en cas de dépassement éventuel.

Consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe : l'eau consommée a été de 1,03 l/kWh contre 1,06 l/kWh en 2015, 0,99 l/kWh en 2014 et 0,92 l/kWh en 2013. Du fait de l'utilisation de circuits ouverts et d'utilisation d'eau de mer dans certaines centrales, ces valeurs sont inférieures aux moyennes du secteur que l'on peut trouver dans la littérature spécialisée, 1,8 à 2,8 l/kWh selon l'IAEA [1].

(en l/kWh)	2016	2015	2014	2013 (retraité)
Eau consommée/production thermique	1,03	1,06	0,99	0,92

Exemples de réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation de l'eau et réduire la pression sur les milieux :

- la recherche de la meilleure efficacité possible pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques ;
- la réduction des consommations d'eau avec des systèmes de refroidissement adaptés à la localisation géographique et à la disponibilité de la ressource en eau sur le site :
  - centrales thermiques à refroidissement en circuit ouvert (prélèvement direct en eau douce, saumâtre ou en mer, avant restitution au milieu après refroidissement des installations) : les volumes annuels d'eau prélevés varient de 900 à 1 900 millions de mètres cubes par unité selon la puissance électrique des centrales. Cette eau est restituée en quasi-totalité (99 %) au milieu aquatique,
  - centrales thermiques d'EDF à refroidissement en circuit fermé du fait d'une ressource en eau moins importante : cela nécessite un moindre prélèvement d'eau avec une consommation d'eau par évaporation dans l'aéroréfrigérant (pour 6 l/kWh d'eau prélevés, 2 l/kWh d'eau sont évaporés),
  - centrales thermiques d'EDF avec refroidissement par aéroréfrigérant sec ;
- la limitation des prélèvements d'eau douce en recyclant de l'eau dans les *process* ou en dessalant de l'eau de mer ;
- l'apport des programmes de recherche de sa R&D.

La réutilisation des eaux de *process* et de refroidissement se développe dans le Groupe : à titre d'exemple, les centrales thermiques de Krakow et Toruń (Pologne) réutilisent désormais 100 % des eaux de pluies traitées ou encore 100 % de leurs eaux industrielles. En Italie, la majorité des centrales de cogénération d'EDF Fenice installées chez ses clients réutilisent aussi les eaux de *process*. Au Brésil, la centrale thermique d'EDF Norte Fluminense, pionnière dans la détection des fuites d'eau des systèmes industriels et dans la récupération des eaux de pluie (permettant de réduire de 3 % ses prélèvements annuels dans la rivière), étudie la réutilisation de ses effluents après traitement, pour les réinjecter dans le *process* et diminuer sa pression sur le milieu aquatique. En Italie, les effluents traités de certaines centrales sont réutilisés, permettant d'économiser 1 % des prélèvements globaux.

En France, les centrales thermiques de Cordemais et Martigues d'EDF récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents afin de réduire leur consommation d'eau de ville, soit une économie de 150 000 mètres cubes d'eau sur 300 000 mètres cubes consommés auparavant. L'usine de Martigues mène également un projet pilote d'unité de dessalement d'eau de mer.

Dans les départements d'outre-mer, où EDF investit dans de nouvelles centrales de production thermique, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par « aéroréfrigérants secs », qui réduisent les prélèvements d'eau de 700 000 mètres cubes par an et par centrale (soit l'équivalent de la consommation annuelle d'une ville de 10 000 habitants).

EDF a conçu en Corse du Sud une source d'eau froide de centrale qui utilise l'eau de mer, permettant de réduire significativement la consommation d'eau douce (économie correspondant à la consommation d'eau douce d'une ville de 7 000 habitants). En Guadeloupe, la centrale TAC de Jarry Sud possède elle aussi une installation de dessalement d'eau de mer, permettant l'économie de près de 50 000 mètres cubes d'eau douce par an.

Par ailleurs, pour leurs autres besoins en eau, ces nouvelles centrales utilisent de l'eau de mer dessalée en remplacement des prélèvements usuels dans les nappes phréatiques ou les réseaux d'eau potable. Dans le même registre, Edison dispose fin 2016 d'une centrale CCG équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer pour remplacer ses prélèvements en eau douce, la deuxième centrale ayant été vendue le 31 juillet 2016 (plus de 89 millions de mètres cubes dessalés en 2016).

1. Efficient Water Management in Water Cooled Reactors, International Atomic Energy Agency, *2012*.

En Belgique, EDF Luminus a installé de nouvelles pompes à eau à débit variable à la centrale d'Angleur afin d'alimenter l'unité de déminéralisation avec la quantité exacte d'eau nécessaire. Cette action devrait conduire à des diminutions des consommations d'eau.

Innover vers une soutenabilité des usages de l'eau

Le groupe EDF s'est engagé en 2013 à préserver la ressource en eau dans toutes ses activités et à publier à compter de 2015 son « empreinte eau ».

Les méthodologies de calcul existantes n'étant pas appropriées ou pertinentes pour le secteur énergétique, le groupe EDF a piloté depuis 2012 le développement d'une terminologie et d'un cadre méthodologique cohérents au secteur énergétique à l'échelle mondiale. L'objectif principal est d'évaluer la manière avec laquelle un site de production énergétique interagit avec l'eau et le milieu aquatique, en s'appuyant sur plusieurs indicateurs et non un seul comme pour une « empreinte eau », et donc d'aller plus loin que les usages et d'analyser leur soutenabilité.

Une trentaine de partenaires internationaux (entreprises, associations, institutions, scientifiques…) ont participé et contribué à cette initiative. EDF a présenté les résultats au 7e Forum mondial de l'eau à Daegu (Corée du Sud) en 2015. Il s'agit d'une première étape, une seconde phase doit se poursuivre sous le pilotage du *World Energy Council* (WEC) en collaboration étroite avec EDF, afin de le partager encore plus largement et de l'adapter plus spécifiquement à chaque secteur. Les résultats devraient être présentés au prochain Forum mondial de l'eau au Brésil en 2018.

Dans l'attente d'outils finalisés et validés internationalement, le groupe EDF publie déjà un certain nombre d'indicateurs comme la consommation spécifique d'eau évaporée accompagnée d'un faisceau d'indicateurs attestant d'une gestion équilibrée de la ressource en eau.

3.2.2.3.2 L'eau et le climat

L'eau est au cœur des enjeux du changement climatique : c'est à la fois l'une des ressources les plus vulnérables aux dérèglements de notre climat et un vecteur de risque pour les territoires et leurs habitants, compte tenu de l'augmentation en fréquence et en intensité des épisodes climatiques extrêmes comme les inondations et les sécheresses. Le changement climatique aura une influence non négligeable sur la disponibilité, la quantité, la distribution et la localisation de la ressource en eau et exacerbera la compétition entre les différents usages de l'eau.

Évacuateur de crues en touche de piano (PKWeir)

À l'occasion de la COP 21 à Paris, EDF a été récompensée par un prix pour l'innovation dans le domaine de l'adaptation au changement climatique avec l'évacuateur de crues en touche de piano (PKWeir) pour les centrales hydroélectriques. La conception innovante de ces évacuateurs permet d'évacuer une quantité d'eau beaucoup plus importante sans accroître la dimension générale de l'ouvrage et par conséquent à un coût réduit par rapport à un évacuateur classique.

Alors que l'été 2016 s'était globalement bien passé, avec des débits suffisants dans le Rhône et l'absence de conditions caniculaires, le fleuve a connu à l'automne un étiage sévère du fait de conditions climatiques exceptionnelles. Des débits faibles ont ainsi été observés à l'amont du Léman de septembre à novembre, conduisant à une baisse de la cote du lac et une réduction des débits sur la partie française plus importante que la normale pouvant conduire à de potentiels impacts sur les usages de l'eau du Rhône à l'aval du Léman.

Différents leviers ont ainsi été activés au sein d'EDF pour faire face à cette situation particulière et afin de soutenir la production en toute sûreté des centrales nucléaires, dont un suivi au plus juste des débits nécessaires. Ainsi, des soutiens de débits ont été réalisés sur le Rhône, et sur l'Ain.

Sur l'Ain, la retenue de Vouglans a été abaissée d'une dizaine de mètres environ en quelques semaines, à un rythme supérieur aux baisses habituellement pratiquées, tout en assurant un soutien du débit minimal, accompagné des lâchers d'eau afin de préserver la faune piscicole sur la basse vallée de l'Ain. Cette gestion est le fruit d'un dialogue renforcé entre EDF et les élus locaux, les riverains de la retenue et les acteurs socio-économiques du territoire. Dans le même temps, la centrale hydroélectrique de Cusset a réalisé un ajustement des débits dans le canal de Miribel pour soutenir la nappe d'alimentation en eau potable de la métropole de Lyon.

3.2.2.3.3 Gouvernance et partage de l'eau

Gouvernance

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique est très importante pour garder la maîtrise de l'eau en tant que ressource, notamment pour respecter nos engagements de garantie des multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme…) et les besoins des autorités locales.

EDF est représentée dans les instances de chaque bassin hydrographique (Comité de bassin des Agences de l'eau) par un délégué coordonnateur de bassin. Les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021, élaborés sous l'égide des Comités de bassins, ont été lancés dans chaque bassin en 2016. Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans ce nouveau cadre.

En interne, la coordination de l'activité eau est réalisée via une entité spécifique intermétier (Coordination de l'eau d'EDF), mise en place officiellement en 2007 suite à plusieurs événements climatiques intenses. Elle est pilotée par le Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Énergies Renouvelables (membre du Comex). La gestion opérationnelle de l'eau est assurée au niveau national par le Groupe gestion de l'eau (GGE) chargé d'assurer le suivi régulier, hebdomadaire ou quotidien si nécessaire, de nos stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production. Enfin, l'arbitrage entre la production électrique la plus efficace et la meilleure utilisation de l'eau est assuré par l'échange entre la Division Optimisation Amont/Aval et Trading (DOAAT) et la Division Production Ingénierie Hydraulique d'EDF (DPIH). Cette gestion est rendue possible grâce au réseau de surveillance hydrométéorologique d'EDF composé de plus de 1 100 stations et grâce aux 20 prévisionnistes internes qui établissent des prévisions court, moyen et long termes de température, débits, taux de remplissage des retenues… selon le pas de temps considéré.

Gestion et partage de l'eau

L'année 2016 a été marquée par des contrastes tout au long de l'année avec notamment un étiage sévère en début d'automne, principalement sur le Rhône.

L'hydraulicité est déficitaire d'environ 7 % par rapport à la normale sur l'année [1], avec quelques crues remarquables (en juin sur la Loire et la Seine, en novembre sur les Cévennes [2]), Haute-Loire, et Alpes du Sud ; l'outil de production hydraulique n'a toutefois pas connu de crise hydrologique.

Afin de répondre à ses obligations vis-à-vis des multi-usages, EDF a placé deux réservoirs (Serre-Ponçon et Sainte-Croix) en gestion exceptionnelle

1. *D'après les relevés EDF effectués depuis 1948.*
2. *La pluviométrie a été généreuse et abondante sur le premier semestre 2016. Parti d'un niveau très déficitaire fin 2015, l'enneigement a largement bénéficié de ces précipitations pour devenir excédentaire en fin d'hiver sur de nombreux bassins des Alpes du Nord et amont Léman. Toutefois, il est resté déficitaire sur le Drac, la Durance, le Verdon et le Rhin, et globalement voisin de la normale sur les Pyrénées. En mai, la pluviométrie a oscillé de normale à excédentaire sur de nombreux bassins et des températures anormalement fraîches conduisant à un ralentissement de la fusion sur le Rhône et le Rhin. Fin mai, une perturbation a été très active conduisant à des crues historiques sur les affluents de la Seine, et à des crues significatives sur la Meuse, la Moselle, la Loire, la Vienne et le Rhône. En conséquence, l'hydraulicité a globalement été excédentaire sur la première moitié de l'année, à l'exception des Alpes du Sud, et des Pyrénées. Une nette dégradation généralisée s'est opérée durant l'été, avec un fort déficit de précipitations durant l'été et en début d'automne, accompagné de températures élevées en fin d'été (générant une situation thermique plus élevée des rivières à partir de mi-août et jusqu'à mi-septembre). Cette situation a conduit à un étiage sévère en début d'automne, notamment sur le Rhône (avec une influence de la gestion particulière du Léman cette année). Après une sortie d'étiage de fin octobre à mi-novembre, le mois de décembre très sec a conduit à une hydraulicité d'un niveau très bas (à l'exception des bassins du Sud qui ont été touchés par de fortes pluies en novembre).*

entre avril et juillet (tourisme). Les pertes de production sous contraintes environnementales ont été très inférieures à 2015 et ont été d'environ 3 « jours équivalent pleine puissance » sur le Rhône, en raison des débits, et dans une moindre mesure des températures. Ces pertes ont été minimisées par l'optimisation estivale des arrêts de tranches des centrales thermiques en faveur des centrales de bords de mer, ainsi que par la gestion globale des ressources en eau.

EDF a pu faire face à ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de soutien d'étiage ou à destination de l'agriculture, et en termes de débits restitués ou de respect des niveaux d'eau à des fins touristiques.

Création de valeur locale

Le Groupe s'est engagé à créer de la valeur locale pour tout projet de production d'électricité, à préserver la ressource en eau et à évaluer la durabilité de ses projets hydroélectriques en s'appuyant sur le *Sustainability protocol* de l'IHA (*International Hydropower Association),* ce qui s'est concrétisé en 2015 par :

- la poursuite de la valorisation du protocole IHA ;
- la poursuite en France du programme « Une rivière, un territoire » qui compte sept agences ;
- la présentation lors de la *World Water Week* à Stockholm en 2016 des avancées du projet « Multi-usages de l'eau des réservoirs hydroélectriques » dont EDF a piloté le groupe de travail international. Ce dernier vise à intégrer les besoins croissants des parties prenantes pour le partage de la ressource en eau des barrages.

3.2.2.4 L'air [1]

L'usage de l'électricité offre l'avantage de ne pas polluer l'atmosphère ; dans le cadre de ses activités, le Groupe peut cependant avoir un impact sur la qualité de l'air. C'est principalement le cas de la production d'électricité, dont l'impact sur la qualité de l'air est variable en fonction du type d'installation mis en place. D'importants investissements ont ainsi été engagés sur les centrales thermiques du groupe EDF, notamment au charbon, pour limiter leurs rejets de polluants atmosphériques.

Émissions de SO_2 et NO_x dues à la production d'électricité et de chaleur *(en kt)*	**2016**		**2015**		**2014**	
	SO_2	**NO_x**	**SO_2**	**NO_x**	**SO_2**	**NO_x**
groupe EDF	37	60	70	92	83	118
EDF	5	15	13	20	21	32

Les centrales thermiques à flamme rejettent des polluants tels que des oxydes de soufre (SO_2), oxydes d'azote (NO_x), ou poussières. Face à l'augmentation des préoccupations environnementales et des contraintes réglementaires, notamment en Europe avec la Directive IED relative aux émissions industrielles entrant en vigueur le 1er janvier 2016, toutes les sociétés du Groupe améliorent les performances de leurs centrales. Cette amélioration passe par l'installation de systèmes de dépoussiérage, de désulfuration et de dénitrification des fumées, par le recours à des technologies plus efficaces et par le choix de combustibles moins polluants, voire par le passage du fioul ou du charbon au gaz, plus propre.

Dans les systèmes insulaires, les installations récentes ou en cours d'achèvement sont équipées de systèmes de dénitrification.

En Italie, le parc thermique d'Edison [2] est constitué de centrales CCG. Au Royaume-Uni, le Groupe exploite, depuis 2013, 1 290 MW de CCG. En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement concernées par les rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En anticipation de la Directive européenne sur les émissions industrielles, EDF Polska équipe ses unités de cogénération de Cracovie, de Kogeneracja et de Gdansk et Gdynia de systèmes de désulfuration, et a lancé un programme de dénitrification de ses installations. En Pologne, EC Zielona Góra a terminé en 2013 la modernisation de sa centrale et a remplacé le combustible charbon par du combustible gaz ; un programme similaire est prévu en 2017 pour la centrale de Toruń.

Le Groupe est par ailleurs actif sur ce champ de recherche. En France, le projet Demether est en accompagnement de la rénovation des tranches de charbon de Cordemais et du Havre (dernières centrales à charbon du Groupe en France), afin d'optimiser les performances des installations de dépollution (SO_2, NO_x et poussières). En Pologne, le projet « Flexibilité des tranches charbon » sera bientôt mis en place. Il a pour objectif d'améliorer les performances énergétiques et environnementales des centrales dans un marché rendu plus flexible par la progression des énergies renouvelables et intermittentes. Les questions portent sur la capacité des systèmes de dépollution à supporter un abaissement du minimum technique, de grandes variations de charges, des arrêts et des démarrages plus fréquents.

Enedis a pour objectif national de passer de 236 kg en émission de SF_6 des postes sources pour l'année 2015 à 160 kg pour l'année 2018. À fin 2016, les émissions de SF_6 des postes sources représentent 205 kg.

3.2.2.5 Les sols

Dans le cadre de ses activités industrielles et tertiaires, le Groupe possède ou utilise en concession des actifs fonciers importants. C'est pourquoi les politiques environnementales des différentes entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur les sols et les eaux souterraines. L'utilisation des sols fait l'objet d'un suivi au titre des actions en lien avec la biodiversité (voir section 3.2.2.2 « La biodiversité »).

3.2.2.5.1 Prévention des impacts

La prévention des impacts repose sur une approche de type « défense en profondeur ». Les moyens de protection suivants sont mis en œuvre sur tous les sites industriels, notamment :

- le maintien en conformité des dispositifs de protection assurant une barrière entre les circuits contenant ou véhiculant des substances radioactives ou chimiques et l'environnement ;
- l'entretien et la surveillance des ouvrages tels que puisards, rétentions, aires de dépotage et canalisations ;
- le maintien de la propreté radiologique et/ou chimique surfacique des sols pour les sites industriels ;
- la surveillance physico-chimique et/ou radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites en exploitation ;
- la mise en place de bassins de rétentions sur les lieux de stockage de matériels pouvant polluer les sols ;
- le renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou de déchets (conteneurs adaptés) ;

1. *Émissions dans l'air, hors émissions de CO_2.*
2. *Hors Fenice.*

- la présence de kits d'urgence en cas de déversement et la réalisation d'exercices associés ; et
- plus globalement des procédures opérationnelles et une forte sensibilisation des exploitants et prestataires par des formations adaptées.

3.2.2.5.2 Optimisation de l'utilisation des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent cependant entraîner une pollution localisée des sols. Afin de maîtriser ces situations, sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, des plans d'actions sont en place. Ils se composent de quatre étapes : l'inventaire des sites fonciers ; l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ; l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ; leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, d'élaborer un plan de gestion et, enfin d'envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires. En 2016, plusieurs études relatives à l'élaboration des rapports de base en déclinaison de la directive européenne IED. Ces études sont finalisées pour les sites de Brennilis et Cordemais, comme pour ceux de SEI et PEI, sans découverte de pollutions significatives. Les enquêtes « historiques sols » sont également finalisées sur les sites nucléaires de Cattenom, Belleville et Chooz. Des actions d'assainissement des sols sont en cours ou déjà finalisées chez EDF Luminus (site thermique de Monsin), EDF Démász (postes de transformation) ou à la Direction Immobilier (sites de Brive-la-Gaillarde, Bourg-lès-Valence, Villers-Semeuse et sites SOFILO).

Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de substituer aux produits dangereux des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible. Dans cet objectif, EDF SA, Enedis et ÉS poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [1] et PCT [2] entre 50 et 500 ppm. Ces plans d'actions se sont poursuivis en 2016 et sont conformes aux prévisions. 5 000 appareils ayant plus de 50 ppm de PCB ont été dépollués ou éliminés par Enedis en 2016. EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, SOCODEI et la production thermique n'ont plus d'appareils dépassant le seuil de 50 ppm.

Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires (exemple de projet zéro phyto à l'unité de production Méditerranée de la Division Production Hydraulique d'EDF et à la Direction régionale Normandie du gestionnaire de réseau Enedis). La Direction Immobilier Groupe en France est engagée sur « zéro phytosanitaires » en 2020 pour ses 630 sites tertiaires. À fin 2016, ce sont 437 sites qui ont atteint cet objectif en ligne avec le plan de progression engagé. Ces plans d'actions reposent sur des techniques alternatives au désherbage chimique (mécaniques, thermiques ou autres) ainsi que des prescriptions vis-à-vis des entreprises en charge de l'entretien de ses espaces afin de s'orienter à plus long terme vers l'abandon des phytosanitaires. Ils sont accompagnés de programme de formation et de sensibilisation.

3.2.2.6 L'acoustique

Du fait de ses activités industrielles, et de manière différenciée en fonction des lieux d'implantations ou des technologies utilisées, le groupe EDF est susceptible de générer des pollutions sonores, par exemple en direction des riverains, voire de la faune aquatique. Au-delà du respect par le Groupe des réglementations en vigueur, il s'agit d'un type d'impact auquel EDF s'est intéressé depuis plusieurs années, dans ses activités de production comme de construction, de chantier ou de locomotion.

EDF Énergies Nouvelles s'assure de la conformité de ses installations avec les exigences réglementaires applicables en matière acoustique. EDF EN dispose d'une compétence interne dédiée à cette problématique au sein de la Direction Ingénierie Groupe. En phase de développement, des études acoustiques sont réalisées pour chaque projet éolien à l'étude de manière à évaluer les impacts et les minimiser dès la conception. La puissance sonore des turbines fait partie des critères de sélection des machines à l'achat. Ce paramètre est pris en compte au sein des critères techniques de qualification des turbiniers. EDF Énergies Nouvelles est à l'écoute des riverains en cas de gêne constatée en phase d'exploitation ; un suivi acoustique des parcs en exploitation est mis en place pour confirmer les hypothèses des études d'impact, et prendre toutes mesures correctives appropriées.

Dalkia fait également de l'acoustique une composante du déploiement de ses activités. Les dernières innovations parmi les plus silencieuses sont aujourd'hui utilisées dans un certain nombre d'installations (revêtements muraux spéciaux, pièges à son, silencieux de sortie de gaz d'échappement d'installations de cogénération, etc.).

Chez Citelum, le contrat signé à Barcelone prévoit le déploiement de véhicules légers hybrides et de camions à nacelle électriques limitant l'impact sonore à destination des riverains durant les interventions de nuit. C'est une pratique également mise en place par Électricité de Strasbourg.

Sur le chantier de Dunkerque, des rideaux de bulles ont été mis en place lors du battage des pieux de la jetée du terminal, évitant ainsi toutes nuisances sonores pour les mammifères marins.

3.2.2.7 Les matières premières

Le Groupe utilise des matières premières pour la production d'électricité et de services énergétiques à ses clients. Parmi ces matières premières, les combustibles constituent une part significative : uranium, charbon, gaz, fuel et biomasse. Afin d'optimiser sa consommation de matières premières tout en garantissant l'alimentation de ses clients, le Groupe a choisi d'actionner plusieurs leviers :

- l'évolution de son mix de production avec le développement des énergies renouvelables solaire, éolien, énergies marines, le déclassement de centrales charbon à faible rendement, la mise en service de CCG à fort rendement (record mondial de rendement de 61 % du CCG de Bouchain), l'utilisation de la biomasse en substitution du charbon (essai à Cordemais), la modernisation du parc thermique à SEI (nouvelles centrales PEI) et le remplacement des anciens moteurs des centrales dans les départements d'outre-mer et en Corse ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique (notamment chez SEI, EDF Energy, EDF Polska) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles (charbon) et de surveillance renforcée des niveaux de rendement (limitation des pertes) ;
- le choix en temps réel des moyens de production les plus performants en fonction de la courbe de charge et selon leurs performances énergétiques. En particulier à SEI : les centrales thermiques sont appelées dans l'ordre des coûts de production dont l'évolution est quasi linéaire avec la consommation de fioul au kilowattheure produit. Ces centrales sont démarrées au *merit order*, mécanisme économique qui optimise à la baisse la consommation d'hydrocarbures. Ces optimisations sont renforcées avec la certification ISO 50001 de ces sites thermiques en 2016 ;
- la 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 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le recyclage du combustible usé permet d'économiser 10 % d'uranium naturel ;
- le modèle d'activité du Groupe s'appuyant sur la maîtrise du cycle complet de vie de ses installations permet de disposer d'un retour d'expérience efficace et de mettre en place des démarches d'écoconception qui se développent dans les centres d'ingénierie et de conception à l'image du projet EPR Nouveau Modèle ;

1. *PCB : Polychlorobiphényles.*
2. *PCT : Polychloroterphényles.*

- le Groupe développe également des démarches d'écologie industrielle entre ses différentes entités ou en appui des collectivités territoriales via une nouvelle offre de service s'appuyant sur l'outil Recyter de diagnostic territorial des flux de matières et d'énergie développé par EDF R&D. Le réchauffement du gaz liquéfié du terminal méthanier de Dunkerque est assuré grâce à l'énergie des eaux de refroidissement de la centrale de Gravelines située à proximité grâce à un canal de plusieurs kilomètres mis en service en 2015, et qui constitue un investissement fort en matière d'économie circulaire.

D'un point de vue global, les consommations des différents combustibles fossiles ont évolué en 2016 de la façon suivante : charbon - 38 %, fioul 2 %, gaz 14 %.

À l'aval, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie sont également source de préservation des ressources. EDF développe et commercialise pour ses clients des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments, l'encouragement à des comportements sobres en énergie et des solutions innovantes de récupération d'énergie (récupération des calories des eaux usées à Roquebrune Cap-Martin) ou d'utilisation de biomasse (chaufferie Nestlé avec Dalkia) ou de combustibles solides de récupération (Tiru).

Lors des grands chantiers liés aux investissements, les matériaux sont valorisés (voir section 3.2.2.9 « Les déchets conventionnels »). Les 100 000 mètres cubes d'argile extraits du tunnel reliant Gravelines à Dunkerque ont été utilisés dans le cadre des opérations liées aux mesures compensatoires environnementales.

Depuis 2012, EDF a mis en place une politique de réduction de consommation de papier. Elle se traduit tout d'abord par le développement de la facturation électronique pour les clients particuliers. L'objectif fixé pour 2015 de 4,2 millions de clients concernés (soit 15 % des clients particuliers) a été largement dépassé et l'objectif 2016 a été porté à 5,5 millions. Le résultat a dépassé l'objectif : 5,65 millions de clients ont souscrit à la facture électronique, soit 21 % des clients particuliers. Pour 2017, l'objectif a été fixé à 6,5 millions de clients.

Elle se traduit également par la mise en place d'un objectif de réduction d'achat de papier de bureau de 3 % par an. Cet objectif est reconduit chaque année depuis. Les résultats obtenus depuis sont largement supérieurs à l'objectif puisqu'en 2012 la consommation papier par salarié était de 24 kg équivalent CO_2 dans l'année, en 2013, 20 kg équivalent CO_2 par salarié, en 2014, 17,6 kg équivalent CO_2 par salarié et en 2015 on a atteint 11 kg équivalent CO_2 par salarié, soit une réduction de plus de la moitié du papier consommé en 3 ans. Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ». Démász a mis en place un programme « bureau sans papier » qui privilégie l'envoi de courriels. Chaque site EDF a mis en place une collecte sélective des papiers de bureau [1].

3.2.2.8 Les déchets radioactifs

La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets, dont certains sont radioactifs. Les plus gros volumes de déchets radioactifs sont issus de la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées : gravats (bétons, terres…), ferrailles et tuyaux. Mais les déchets les plus radioactifs sont issus essentiellement du traitement du combustible nucléaire usé. Celui-ci est en effet systématiquement traité et recyclé à 96 %.

Tous les déchets sont répertoriés dans l'Inventaire national réalisé par l'ANDRA tous les 3 ans et rendu public. Cela permet de garantir une gestion transparente et une traçabilité totale de tous les déchets radioactifs.

Depuis 1985, le volume de déchets d'exploitation d'EDF a été divisé par trois à production d'électricité constante grâce aux progrès réalisés dans l'exploitation des centrales. Les déchets qui ne peuvent être évités sont systématiquement triés en fonction de leur nature. Ils sont conditionnés par EDF de manière hermétique dans des conteneurs adaptés pour éviter toute dissémination de la radioactivité en multipliant les barrières de protection.

Ceci permet à la fois d'assurer un transport sécurisé vers les centres de l'ANDRA, et de préparer leur stockage définitif.

Parmi les déchets radioactifs, certains peuvent être éliminés. C'est le cas des déchets incinérables solides ou liquides (gants, combinaisons de travail, huiles, solvants…), brûlés dans le four de l'usine Centraco, exploitée par SOCODEI (filiale d'EDF). D'autres déchets peuvent voir leur volume considérablement réduit, ce qui facilite leur stockage : c'est le cas des déchets métalliques (vannes, pompes, outils…) fondus en lingots dans le four de fusion de cette même usine.

Les déchets qui ne peuvent être ni recyclés ni éliminés doivent être placés dans un centre de stockage jusqu'à ce que leur radioactivité revienne au niveau de la radioactivité naturelle. Ils sont stockés dans les centres de l'ANDRA. 90 % du volume des déchets radioactifs générés par le parc nucléaire EDF disposent ainsi aujourd'hui d'une solution opérationnelle de stockage dans les centres de Morvilliers et de Soulaines (Aube). De nouveaux centres de stockage sont prévus pour les 10 % de déchets qui n'en bénéficient pas encore, essentiellement ceux issus du traitement du combustible usé, qui sont les plus radioactifs. Pour ces déchets, qui ont une durée de vie très longue, la loi de 2006 a retenu la solution d'un centre de stockage géologique (projet Cigéo). Un autre centre de stockage est à l'étude pour les déchets graphites des centrales nucléaires de première génération (actuellement en déconstruction).

Conformément à la loi sur la gestion des déchets radioactifs de 2006, EDF contribue par ailleurs aux recherches sur la séparation-transmutation des déchets les plus radioactifs (transformation des radionucléides à durée de vie très longue en éléments stables ou à vie plus courte).

L'ensemble du dispositif français de gestion des déchets radioactifs est contrôlé par des autorités indépendantes : la Commission Nationale d'Évaluation contrôle les travaux de l'ANDRA, et l'Autorité de Sûreté Nucléaire surveille l'ensemble des filières existantes et les projets à venir pour garantir leur sûreté et l'absence de risques pour la santé publique et l'environnement.

Voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

3.2.2.9 Les déchets conventionnels

De par son modèle d'activité de la conception à la fin de vie, le groupe EDF génère des déchets conventionnels lors des différentes phases de vie de ses actifs : phases de chantiers (construction, déconstruction, maintenance lourde), phases d'exploitation (boues de *process* par exemple), mais aussi déchets de bureau pour ses activités tertiaires. La gestion de ces déchets conventionnels d'EDF s'inscrit dans le cadre de la réglementation en vigueur, qui hiérarchise le mode de traitement de chaque type de déchets.

Les déchets dits « conventionnels » sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure, produits pendant les phases de chantiers, d'exploitation et par les activités tertiaires. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs, comptabilisés séparément car relevant d'une réglementation et de filières spécifiques. Les cendres de charbon et le gypse issus du *process* font l'objet d'un bilan spécifique compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation (filière cimentière principalement). Le bilan porte exclusivement sur les déchets évacués des sites et ne comptabilise pas les déchets restant stockés sur site en attente d'évacuation, ou les matériaux réemployés sur site (cas de terres et gravats par exemple), ni les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes ou dons). 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. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte.

Dans sa politique de Développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels respecte la hiérarchie des déchets et privilégie la réduction à la source notamment par le recours aux produits éco-conçus et aux éco-produits, le tri, la valorisation matière (particulièrement pour les déchets de chantier qui constituent la quantité la plus importante).

1. *Voir l'évaluation PAP50, cf. section 3.5 « Notation extrafinancière ».*

Actions de prévention des déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de management en place (EDF SA, EDF Energy, Edison) avec des indicateurs associés. Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : SOGED, plans de gestion, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges (EDF SA, EDF EN), des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante, réemploi des fibres optiques…), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets 2016 comportant 34 bonnes pratiques, *e-learning*), des démarches de réduction de la dangerosité des déchets (et de l'exposition des personnels aux substances dangereuses) notamment au travers de la limitation de l'utilisation de produits dangereux (voir section 3.2.5.3 « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux »). Compte tenu de leur importance, des actions spécifiques concernent les déchets de chantier ou la déconstruction avec des groupes de travail dédiés à EDF. Afin de recueillir les bonnes pratiques dans ce domaine, un « Concours prévention déchets » existe depuis 2011 et a été élargi à l'ensemble du Groupe en 2016. Plus largement, la conception des installations s'appuie de plus en plus sur des démarches d'écoconception prenant en compte l'empreinte environnementale avec une approche cycle de vie (étude cycle de vie d'EDF EN pour le solaire et l'éolien).

Gestion et valorisation des déchets

En complément des actions de prévention, la politique environnementale du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits. Les principales actions mises en œuvre consistent :

- à développer la réutilisation des pièces et matériels notamment dans les phases de déconstruction (déconstruction des centrales de SEI, pièces détachées réutilisées à EDF Polska, terres lors des chantiers à Dunkerque LNG ou La Coche, etc.) ;
- à trier efficacement les déchets et à les envoyer dans des filières de valorisation matière ou énergétique avec des objectifs spécifiques définis dans les politiques environnement des entités et relayés dans les contrats de *management* des unités et des filières de valorisation dédiées (contrats PV Cycle ou *First Solar* d'EDF EN qui reprennent les panneaux en fin de vie, location des matériels informatiques à la DSP) ;
- à développer des partenariats avec des acteurs du recyclage (Recylum pour Citelum, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ;
- à mettre en œuvre des prétraitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets dangereux produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (Exemple : concentration des hydrocarbures pour valorisation énergétique).

La politique de Développement durable d'EDF a maintenu son objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables à 90 % pour 2016. Les taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés) se maintiennent à des niveaux élevés.

Résultats au sein du Groupe	2016	2015	2014
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation *(en tonnes)*	607 171	365 744	392 815
Taux de valorisation des déchets *(%)* – groupe EDF	89,9	80,6	79,9
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF	95,3	92,0	92,6
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF Energy	99,1	94,5	98,5

L'augmentation significative du volume de déchets conventionnels pour l'année 2016 est essentiellement due à des déchets non dangereux issus des grands chantiers en cours en France (+ 230 000 tonnes) : déblais associés à la réalisation des diesels d'ultime secours prévus dans le plan d'actions post-Fukushima sur les centrales de production nucléaire (+ 100 000 tonnes) ; travaux de mise en place d'un nouveau groupe de production à la centrale de La Coche pour la production hydraulique (+ 54 000 tonnes) ; travaux d'extension d'un bâtiment de stockage à Velaines (+ 39 000 tonnes) et poursuite des travaux de déconstruction du parc thermique, notamment à Albi, Champagne et Aramon.

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2016, les activités de construction, de déconstruction ou de maintenance sont restées à un niveau important, notamment en France (incluant les systèmes insulaires) et au Royaume-Uni, impactant le volume global de déchets générés et valorisés. Parmi les chantiers, il faut noter : les premières opérations du Grand carénage sur le parc nucléaire français, les déconstructions (Champagne, Monsin…), les grandes opérations de maintenance (Cordemais, Revin, La Coche, réfrigérants de Dampierre).

En France, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance. Un retour d'expérience est annuellement piloté par les directions métiers d'EDF dans un esprit d'amélioration continue des pratiques.

La valorisation des produits de combustion et des matériaux : une démarche d'économie circulaire

Le Groupe est engagé dans la démarche d'économie circulaire depuis de nombreuses années avec des boucles vertueuses de réutilisation des produits liés aux installations thermiques et des matériaux utilisés lors des chantiers.

Les cendres volantes de combustion, le gypse produit par les installations de désulfuration sont intégralement valorisés par toutes les installations de production thermique que ce soit en Europe (France, Pologne, Grande-Bretagne) ou en Chine. Au total, plusieurs centaines de milliers de tonnes de cendres sont utilisées en technique routière ou en industrie cimentière (avec des gains de l'ordre d'une tonne de CO_2 évitée par tonne de cendre incorporée [1]). En France métropolitaine, 131 300 tonnes ont été produites en 2016 et 231 700 tonnes ont été valorisées en filière ciment-béton (déstockage de stocks anciens [2]). En Pologne, la filiale Ekoserwis est dédiée à cette activité et développe des actions de recherche pour améliorer encore la valorisation de ces produits. Elle a permis la valorisation de 300 000 tonnes de cendres lors de la construction de l'autoroute S7 et développe des actions de recherche pour améliorer encore la valorisation de ces produits.

Les matériaux concernés par les travaux de construction sont très largement réemployés à l'exemple des chantiers suivants : maquette Vercors R&D, Dunkerque LNG (argile extraite du tunnel avec Gravelines), bâtiment combustible usé de Sizewell B (EDF Energy), travaux de réseaux enterrés à ES, etc.

1. *Calcul EDF sur la base des contenus en GES moyens par pays, analyse du cycle de vie (ACV) incluse, déterminés selon les mix de production par pays fournis par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) 2012 et selon l'ACV des filières de production fournie par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat 2012.*
2. *Indépendamment de ce déstockage, tout ce qui a été produit en 2016 a été valorisé.*

En France, afin de trouver d'autres leviers de valorisation de ces produits et déchets, le Groupe a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues et participe activement aux travaux de l'Institut de l'économie circulaire pour développer des méthodes et des outils en relation avec des industriels ou des universités. À ce titre, une étude est en cours dans les territoires insulaires concernant les combustibles solides de récupération qui pourraient constituer une filière prometteuse répondant à deux problèmes majeurs de ces territoires : la dépendance énergétique et la gestion des déchets.

3.2.3 DIALOGUE ET TERRITOIRES

C'est une tendance lourde observée partout : la société civile réclame davantage de dialogue, et se montre toujours plus vigilante vis-à-vis de projets susceptibles de modifier son environnement. C'est pourquoi le groupe EDF a pris l'engagement d'organiser de façon systématique, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ; cela se fera sur la base des meilleurs standards internationaux. Le Groupe fait de cet engagement un levier de transformation de notre entreprise, en encourageant à développer des pratiques renouvelées d'écoute des parties prenantes, et en apprenant à co-construire les projets avec elles.

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 5 (ORE n° 5) : organiser de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet

Veiller à l'intégration locale de ses installations industrielles est un enjeu constant pour EDF. Aujourd'hui, le Groupe a l'ambition de renouveler et de systématiser ses pratiques de dialogue autour de chaque nouveau projet, afin de mieux prendre en compte les attentes des territoires et de leurs habitants. Le groupe EDF s'engage à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes, et à en assurer un *reporting* public.

Sont concernés dès 2017 les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, l'ambition du Groupe est de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros [1].

Ces projets feront l'objet d'une démarche systématique de dialogue et de concertation, proportionnée aux enjeux du projet et respectant les modalités suivantes : identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; donner accès de façon transparente à des informations claires sur le projet aux parties prenantes ; recueillir les avis des parties prenantes sur le projet et y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et réclamations ; veiller à la participation des « peuples autochtones » dans le processus de concertation [2].

Un groupe de pilotage a été mis en place au niveau Groupe pour définir ces principes de mise en œuvre concrets et préparer les lignes directrices pour les chefs de projets. Ce Comité composé des métiers et des filiales poursuivra son travail dans la durée et assurera le suivi de cet engagement.

3.2.3.1 Écouter

Afin de répondre aux attentes de toutes ses parties prenantes, EDF a mis en place des outils d'analyse et de suivi : grille de matérialité, baromètres, cartographie, partenariats, instances de dialogue avec les parties prenantes, Comités de suivi. Ces divers outils de dialogue supposent l'identification préalable des parties prenantes.

3.2.3.1.1 Identifier les parties prenantes

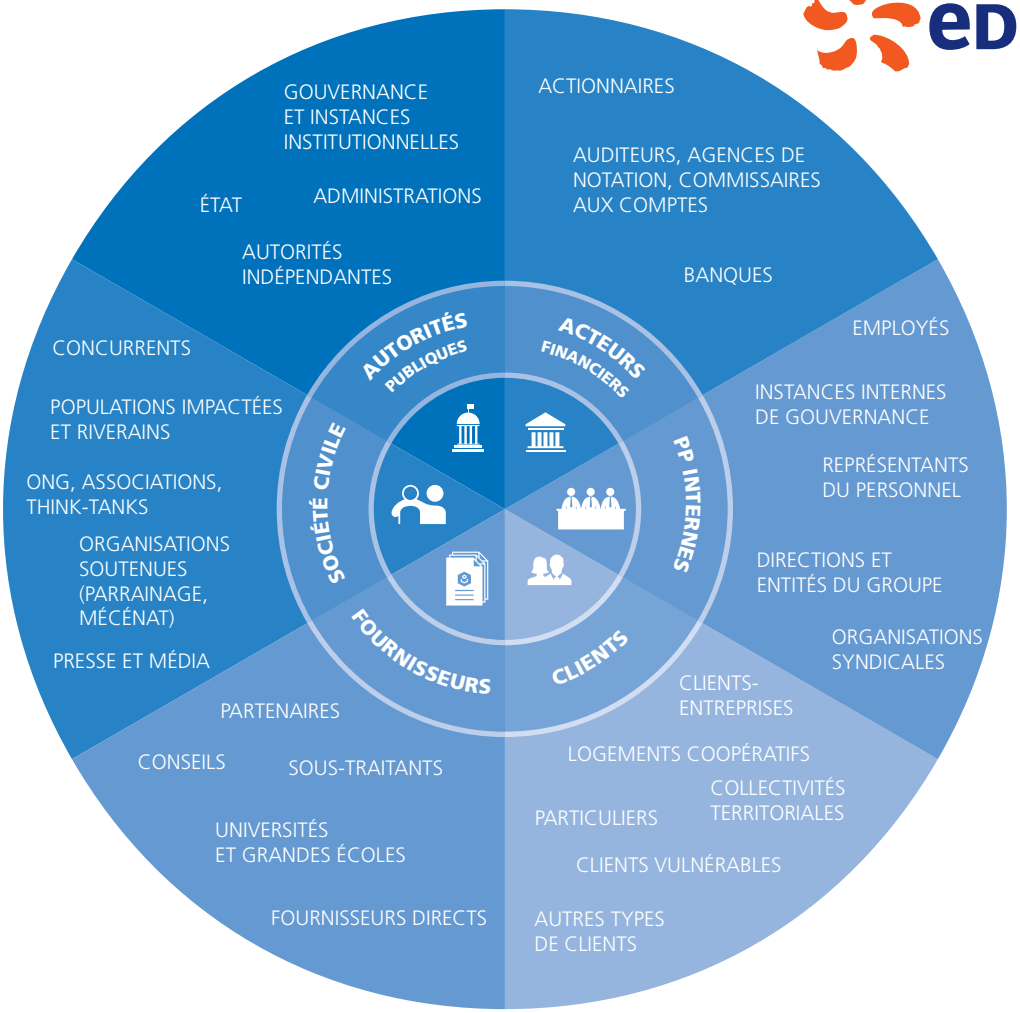
La cartographie des parties prenantes d'EDF permet aux Directions métiers de s'organiser autour de :

- la concertation de proximité des sites de production et pour les nouveaux projets industriels ;
- les relations avec les clients, fournisseurs, partenaires sectoriels, associations socioprofessionnelles, collectivités publiques et institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités dans des conseils ou panels indépendants apportant au Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du Développement durable.

L'écoute des attentes des parties prenantes contribue à améliorer les stratégies et les politiques ; EDF s'est engagé sur un référentiel pour un dialogue constructif entre entreprise et parties prenantes.

Les principales parties prenantes sont présentées ci-contre.

1. *Pour rappel, le seuil financier pour la procédure réglementaire de débat public est de 300 millions d'euros.*
2. *Lorsque cette dimension s'impose au projet en lien avec la législation locale.*



Cartographie des parties prenantes d'EDF

L'écoute des attentes des parties prenantes nous permet d'affiner les stratégies et politiques.

Les principales parties prenantes du niveau central EDF en lien avec la direction du développement durable sont présentées ci-contre.

La cartographie des parties prenantes d'EDF permet aux directions métiers de s'organiser autour de :

- la concertation de proximité des sites de production et pour les nouveaux projets industriels ;
- les relations avec les clients, fournisseurs, partenaires sectoriels, associations socioprofessionnelles, collectivités publiques et institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités dans des conseils ou panels indépendants apportant au Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

Avec pour objectif d'éviter, réduire ou compenser les impacts de son activité sur l'environnement, la qualité de ce dialogue avec toutes ses parties prenantes dépend la réussite de sa politique de développement durable et la performance même du Groupe.

3.2.3.1.2 Écouter pour apporter un meilleur service ou enrichir les projets

L'écoute organisée des attentes des parties prenantes est devenue incontournable de l'action opérationnelle des entités et sociétés du Groupe ; elle est historiquement très développée chez EDF Energy, ainsi que dans les entités où la dimension marketing est inhérente à l'exercice traditionnel du métier (Direction Commerce et Dalkia notamment) ; mais aussi dans d'autres domaines, tels que le nucléaire, l'hydraulique ou le thermique.

Baromètre des riverains de la production nucléaire, de la production thermique, et de la production hydraulique : Menées depuis 2009 par des instituts de sondages officiels comme IPSOS, ces études ont pour objectif de mesurer la perception des riverains concernant la relation aux ouvrages et à l'énergie. 19 sites de production nucléaire, 7 sites thermiques fossiles, 15 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) ont été concernés par ce baromètre en 2016. Les baromètres riverains autour des sites de production mettent en lumière que les centrales nucléaires ont un impact positif en matière d'emploi (83 %), d'activité économique (80 %), de commerce (68 %) et d'équipements collectifs (64 %). Pour les seuls sites thermiques, 76 % des riverains estiment qu'ils ont un impact positif sur l'activité économique, 76 % des riverains considèrent que les sites ont un impact positif sur l'emploi, 54 % sur le commerce et 56 % sur les équipements collectifs.

Baromètre des prestataires de la production nucléaire et de la production thermique : le regard des prestataires sur EDF en tant que donneur d'ordre est mesuré régulièrement grâce à des baromètres, afin de prendre en considération les progrès à apporter en matière de conditions de réalisation des prestations.

Baromètre Développement durable (BDD) : dispositif de suivi de l'opinion française et européenne sur les sujets liés à l'environnement, les énergies, le Développement durable, diligenté par la R&D d'EDF dans trois pays européens en alternance, qui permet de contribuer à alimenter en données d'opinion les différents lots du projet, de nourrir certaines problématiques. En 2016, ce baromètre confirme que la dégradation de l'environnement n'est pas la principale préoccupation des Européens, à l'exception de l'Allemagne, et dans une moindre mesure de la France ; on y lit également l'opposition réaffirmée au gaz de schiste, un moindre soutien au nucléaire et l'émergence d'une méfiance à l'égard de Linky [1].

Baromètre interne des perceptions de l'environnement (BIPE) : sondage réalisé auprès d'un échantillon des agents d'EDF et d'Enedis. Le questionnaire s'articule autour des thématiques suivantes : environnement, énergie, RSE, concepts innovants. Soutien réaffirmé en faveur des ENR, opposition aux fossiles, statu quo sur le nucléaire en sont les principaux constats 2016. Les agents ont une perception de l'état de l'environnement d'autant plus sévère que le territoire considéré est vaste ou lointain : en 2016, à peine un agent sur quatre estime que l'état de l'environnement est mauvais ou très mauvais dans sa région comme en France, contre 36 % s'agissant de l'environnement en Europe, et 76 % pour le monde. Ces perceptions sont restées stables cette année. Les deux tiers jugent que le progrès scientifique ne permettra pas de résoudre les problèmes environnementaux en Europe d'ici 20 ans. Les agents EDF expriment de fortes préoccupations environnementales : plus de 60 % jugent très préoccupants les pollutions des eaux et de l'air, la destruction des forêts, la disparition d'espèces animales ou végétales et le gaspillage des ressources naturelles, et 58 % pensent de même pour le changement climatique. Les agents EDF expriment des opinions très favorables au recours aux énergies renouvelables mais aussi à l'énergie nucléaire, loin devant les énergies fossiles, y compris le gaz. EDF jouit d'une bonne image environnementale pour 74 % de ses agents, qui défendent à la fois l'implication environnementale et le statut public d'EDF. Les opinions et les perceptions des agents diffèrent souvent selon leur sexe, leur âge, leur collège d'emploi ou leur Direction.

Les pratiques d'écoute sont généralisées. C'est traditionnellement le cas des enquêtes de satisfaction pour la Direction commerce ou Dalkia, qui réalisent au fil de l'eau des enquêtes de satisfaction client. Ces enquêtes ont pour finalité d'estimer les progrès du service, les bénéfices qu'en retirent les usagers, mais également de mieux comprendre leurs motifs d'insatisfaction et leurs attentes. EDF Polska conduit également des enquêtes de perception en direction des riverains, par exemple autour du projet d'investissement de Toruń ; ou encore des séminaires d'écoute et consultation pour les résidents des quartiers de Gdansk et Gdynia. EDF Luminus a consulté les parties prenantes identifiées sur ses réseaux pour établir sa grille de matérialité. Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an) avec les parties prenantes identifiées sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts ; il s'agit d'identifier et de produire les produits et services les mieux adaptés aux clients pour chacun des segments. Toutes les modalités d'enquête sont mobilisées, quantitative ou qualitative, sous forme d'interviews de face-à-face, contact téléphonique ou d'utilisation des réseaux sociaux.

Le groupe EDF réunit régulièrement ses panels France ou International en fixant conjointement l'ordre du jour, pour recueillir leurs avis et faire réagir les *managers* du Groupe.

3.2.3.2 Concerter

La concertation avec les autorités locales, les populations locales et les associations est un enjeu clé de la réussite d'un projet et de son intégration dans le programme de développement économique et social du territoire. Des informations régulières, des dialogues ouverts sont assurés à proximité des sites et des concertations, réunions publiques innovantes sont développées sur les sites ou pour les projets.

Le parc Ensemble Éolien Catalan mis en service en 2016 a fait l'objet de 7 années de concertation avec l'ensemble des parties prenantes locales. Une Charte d'engagement social et environnemental a été signée en octobre 2012 entre EDF Énergies Nouvelles et la Fédération du bâtiment et des travaux publics des Pyrénées-Orientales, le Pôle de compétitivité DERBI et la Chambre de commerce et d'industrie des Pyrénées-Orientales. L'objet de cette charte était de participer à la lutte contre l'exclusion sociale et de favoriser l'emploi local et régional dans le cadre de la construction du parc. Le respect de critères environnementaux était également un engagement fort des entreprises qui sont intervenues dans la construction parc éolien. Le volume d'heures d'insertion s'est élevé à un total de 10 000 heures, soit 122 % de plus que l'objectif initial de la Charte.

Le site Cycle Combiné Gaz de Bouchain a fait l'objet d'un véritable dialogue avec toutes les parties prenantes : riverains, administrations collectivités, ONG et chambres consulaires dès le lancement du projet.

De multiples partenariats sont suivis dans la durée avec les fédérations de pêche de la Corse depuis 2012 (convention de rempoissonnement à Rizzanese signée fin 2015), de La Réunion depuis 2003 (sûreté hydraulique, protection du milieu, appui logistique, etc.), avec l'Office de l'eau guyanais et le conseil général de Guyane depuis 2011, avec l'Agence de l'eau Rhône-Méditerranée-Corse depuis 2011.

Lors des études de faisabilité de nouveaux ouvrages de réseaux, SEI fait des pré-concertations, ce qui permet de faciliter le dialogue avant la concertation réglementaire comme sur la ligne LEO (La Réunion).

En 2016, ÉS a inauguré trois sites de production EnR : deux sites de géothermie profonde et un de biomasse grâce à un travail de proximité avec les collectivités et les représentants de l'État et les différents acteurs de proximité.

Concernant les projets gaziers, en France : Dunkerque, en Italie : Rosignano en Toscane ou au Chili : Concepción, des études d'impact ont été conduites et partagées avec l'ensemble des parties prenantes.

1. *Linky est un projet porté par Enedis, filiale gérée en toute indépendance.*

3.2.3.2.1 Innover en concertation

Dans le cadre des certifications ISO 9001 et 14001 V2015, une cartographie précise des parties prenantes et des modes de dialogue a été établie tant dans le nucléaire que dans le thermique (par exemple à Cordemais) ; elle a été revue et enrichie par la Direction des Achats.

Des études sociétales sont élaborées par le Centre d'ingénierie hydraulique pour répondre au besoin des unités de production en termes de diagnostic territorial. Ces études sociétales, complétées par une analyse d'acteurs à l'échelle nationale, permettent d'établir une cartographie des parties prenantes des ouvrages. Sur certaines vallées, fonction des enjeux locaux, des réunions publiques innovantes d'échanges sont organisées.

EDF a noué un partenariat avec l'École nationale supérieure des paysages, et des ateliers pédagogiques régionaux qui ont été déployés sur les sites de Cruas et la centrale thermique de Richemont, et ont permis d'établir une nouvelle relation avec les parties prenantes en travaillant sur la relation entre ces sites et leur paysage autour de propositions concrètes élaborées dans la suite d'une concertation menée par des étudiants de cette école avec les acteurs des territoires.

L'attention aux parties prenantes s'est traduite par différentes actions accompagnées par R&D comme la mise à jour du guide EDF « Les élus et le dialogue territorial », destiné aux chefs de projets sous le pilotage de la Direction du Développement durable et des métiers et filiales ou encore par la participation au groupe de travail *(International Power Plant Projects)* « Acceptabilité du public » dont les principales recommandations sont mises à jour et l'utilisation de la cartographie des parties prenantes du Groupe, la capitalisation de l'expérience sur les projets, le suivi de la formation Concertation pour tous les chefs de projet, la nécessité d'équipes projets davantage pluridisciplinaires, l'adoption d'une charte du dialogue avec les parties prenantes. Dans le cadre d'un partenariat avec le laboratoire CONNECT[1] de l'ESSEC, la réalisation d'une étude sur les chartes de la concertation présentée à des responsables du MEDDE en charge de préparer la nouvelle charte de la participation qui accompagnera les nouvelles ordonnances dites « Macron » sur la modernisation du dialogue environnemental ou encore la co-organisation R&D-DDD de formations comme : « Concerter avec les parties prenantes de son territoire ».

Pour chaque projet, ÉS identifie les différentes parties prenantes et privilégie les réunions d'échange, quand c'est possible avec un relais presse. Cette action a également été appliquée sur le projet de terminal méthanier de Dunkerque et se poursuit dans la durée. Un diagnostic avait été réalisé lors de l'étude d'impact du terminal, puis abordé lors du débat public et des conventions signées avec les associations pour permettre la continuité des observations en phase chantier puis pendant l'exploitation. Ce travail est également en vigueur chez Edison par exemple sur le projet Biovega B pour travailler avec les parties prenantes identifiées sur le champ de la biodiversité et partager l'approche de la création de valeurs pour le territoire et ses parties prenantes.

Concernant HPC, des réunions locales se poursuivent depuis de nombreuses années et permettent d'améliorer le projet en lien avec les communautés locales.

Concernant le projet Toruń, EDF Polska a organisé 33 réunions en 4 mois avec toutes les parties prenantes dont 8 avec les dirigeants du projet. Une attention particulière a été apportée aux autorités locales jusqu'aux analyses alternatives.

EDF Norte Fluminense a réalisé une cartographie des parties prenantes qu'elle met à jour régulièrement et l'a complété par un travail spécifique autour du projet de barrage pour travailler avec les parties prenantes identifiées.

3.2.3.2.2 S'appuyer sur les meilleurs standards nationaux ou internationaux pour conforter les projets

Dans le cadre du programme de valorisation du foncier lancé en 2016 sur le site de Porcheville, la DPIT a travaillé sur la continuité écologique pour répondre au mieux aux attentes des parties prenantes externes.

Lors de la mise en œuvre des gros projets, avec l'appui des CCI, les entreprises locales sont mises au courant des activités importantes afin de leur permettre de se positionner sur les futurs marchés. Pour les entreprises les plus impactées par la fermeture des sites, un programme d'accompagnement a été mis en place qui vise à les repositionner sur d'autres marchés en interne EDF SA (notamment dans le cadre des grands travaux côté nucléaire).

EDF EN développe de nombreux projets à l'international notamment dans les zones Asie, Moyen-Orient, Afrique, Amérique du Sud, selon les standards de performance environnementale et sociale de l'IFC/*Guidelines* de la Banque mondiale et applique le plus souvent les Principes de l'Équateur.

Le protocole IHA a été utilisé par la DPIH en France pour évaluer le projet Romanche-Gavet. Il constitue la trame d'évaluation des projets à l'international aux différentes étapes de jalonnement.

EDF est signataire du *Global Compact* (voir section 3.2.4.1 « Droits de l'homme ») et encourage ses filiales à se conformer aux 10 principes dans le développement de ses projets, aussi bien en termes de développement national et international.

En tant qu'acteur local de proximité depuis plus de 115 ans, ÉS privilégie le travail en amont avec toutes les parties prenantes, qu'elles soient particuliers, collectivités, élus ou représentants de l'État.

3.2.3.3 Être acteur des territoires

3.2.3.3.1 Quelques projets de 2016

EDF s'est engagé à participer à la vie économique locale grâce à la présence d'élus consulaires EDF dans les chambres, depuis octobre 2016.

Dans le cadre du programme « Grand carénage », EDF va faire réaliser sur ses centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) d'importants travaux de maintenance ou de modification des équipements. Chaque CNPE a développé un « projet territorial » de façon à ce que son territoire bénéficie le plus possible des retombées économiques des travaux ainsi réalisés dans le cadre du Grand carénage. Pour cela, les CNPE préparent en amont l'implication des entreprises locales dans les chantiers du Grand carénage avec les acteurs du territoire (associations d'entreprises, syndicats professionnels, chambres de commerce, élus, organismes de formations…). Les axes de travail sont de plusieurs ordres.

Les travaux réalisés sur les CNPE sont confiés à des entreprises spécialisées dans le secteur nucléaire, qui sont le plus souvent des entreprises de dimension nationale. Cependant, celles-ci peuvent s'appuyer sur des entreprises locales qui ne disposent pas de toutes les compétences permettant de répondre à un appel d'offres mais qui maîtrisent des savoir-faire utiles à la réalisation des activités. Par exemple, une entreprise locale disposant de soudeurs hautement qualifiés mais ne possédant pas de bureau d'études ne peut répondre à un appel d'offres portant sur la réalisation de modifications, qui exige des compétences de conception, mais elle peut en revanche exécuter les travaux en tant que sous-traitant du titulaire du contrat de réalisation de la modification. L'action des CNPE et des acteurs locaux consiste donc à identifier les entreprises locales susceptibles de réaliser des travaux en sous-traitant des titulaires des contrats « majeurs » (dans le respect de la limitation du nombre de niveaux de sous-traitance) et de les mettre en relations avec ces derniers dans le cadre de forums. De telles démarches ont été menées avec succès par les CNPE de Cattenom, Tricastin, ou encore Saint Alban et se poursuivent au rythme de la programmation des travaux du Grand carénage.

1. *Concertation, négociation, environnement et territoires.*

L'afflux de personnels liés à la réalisation des travaux du Grand carénage augmente les besoins en hébergement et constitue une opportunité pour tout un secteur économique des territoires des CNPE. Les bénéfices de cette situation ne peuvent toutefois être captés par le territoire qu'à condition qu'il puisse s'y préparer. Faciliter cette préparation en fournissant des données prévisionnelles relatives au nombre de personnes appelées à travailler sur le site et accompagner les acteurs locaux investissant dans des capacités d'hébergement constitue un autre volet des projets territoriaux des CNPE.

Enfin, la main-d'œuvre locale ne peut bénéficier des emplois induits par l'activité du CNPE que si elle est formée aux métiers du nucléaire. Les projets territoriaux permettent de favoriser le développement de formations adaptées, notamment par la voie de l'apprentissage, qui permet aux entreprises comme à EDF de disposer localement de salariés formés. Ces actions concernent aussi bien les jeunes en formation initiale que des demandeurs d'emploi.

Les projets territoriaux des CNPE permettent donc d'intégrer toutes les dimensions des retombées économiques du Grand carénage à l'échelle du territoire des CNPE, en associant étroitement EDF, ses partenaires industriels et les acteurs économiques locaux.

La Direction de la Production Ingénierie Thermique a engagé un programme important de déconstruction sur les sites en fin de vie avec des perspectives de travaux jusqu'en 2030 environ. Ce programme s'inscrit en concertation avec les collectivités territoriales et conformément aux Mémoires de cessation d'activité préparés par la DPIT.

Parallèlement, en liaison avec les autres entités du Groupe (principalement EDF EN, SOCODEI, Verdesis, Dalkia et Tiru…), le centre de post-exploitation de la DPIT cherche à développer des projets sur les sites en fin de vie.

Après un diagnostic territorial partagé avec toutes les parties prenantes, des rencontres en face-à-face, des réunions et dialogues nourris, un projet global « Énergies du Gard » a été proposé à l'ensemble des acteurs du territoire. La dimension *Clean Tech* ayant été identifiée comme un axe de développement de ce territoire, la communauté de communes va construire une zone d'activité dédiée et des projets dans ce secteur vont être recherchés par l'agence régionale de développement économique. Des formations vont être proposées en ce sens et un campus des métiers de la maintenance en milieu sensible est envisagé s'appuyant sur plusieurs établissements scolaires locaux et un chantier école maîtrise du risque industriel est en cours d'étude. Des échanges ont lieu entre les entreprises sous-traitantes qui travaillent sur Aramon et Tricastin. Une dynamique entre les grands groupes locaux pour faciliter l'emploi local et les projets est en marche.

Le programme « Une rivière, un territoire » continue d'être le programme phare d'intervention sur les territoires hydrauliques pour la DPIH. Il intègre les questions d'insertion professionnelle, de soutien à l'économie et aux PME des territoires en proximité des ouvrages de production. Il est complété par des pactes territoriaux (exemple de la vallée d'Aspe) sur les certaines vallées.

SEI accompagne les pouvoirs publics en Guyane dans le cadre du projet d'« électrification des écarts », habitats amazoniens isolés, seulement accessibles en pirogue, dispersés le long des fleuves. EDF contribue par son expertise et savoir-faire à la création des mini-réseaux de distribution de basse tension. Ce projet a une double vocation : apporter l'électricité dans de petits villages isolés et non interconnectés au réseau principal de Guyane et favoriser l'insertion des énergies renouvelables : une centrale solaire hybride a été construite dans le village de Kaw (80 % photovoltaïque, 20 % diesel, stockage associé).

Dalkia accompagne l'institut Efficacity (institut de recherche et développement spécialisé dans le domaine de l'efficacité énergétique de la ville) notamment pour le projet de recherche sur la récupération d'énergie fatale. Efficacity mobilise les capacités de R&D de six grandes entreprises internationales (EDF, Engie, Veolia, Vinci, IBM France, RATP), de sept sociétés d'ingénierie et de quinze organismes de recherche publique, au sein d'un nouvel institut de statut privé (SAS). L'institut Efficacity a notamment été missionné par le Grand Paris pour réaliser des études sur les futures gares de la métropole.

ÉS participe aux côtés de l'Eurométropole de Strasbourg aux dix-huit projets autour de la transition énergétique sur l'agglomération. De plus, sur l'îlot Danube situé à Strasbourg, ÉS participe au projet « Écocité ville de demain », un démonstrateur pour la gestion énergétique intelligente en partenariat avec la SERS, Bouygues Immobilier, Hager et Socomec pour rendre la ville plus *smart*.

Le programme d'accompagnement du terminal est déployé. À titre d'exemple, l'association Innocold, animée par Dunkerque LNG pour implanter à Dunkerque une compétence académique sur le froid est en passe de réussir le transfert de cette activité à une PRTT du CEA-Tech. Par ailleurs, Dunkerque LNG a finalisé la convention d'ancrage territorial signée en 2013 en permettant le reclassement de personnels éligibles (750 personnes) issus du chantier (délivrance de 349 visas capacités compétences, 507 mises en relation effectuées, 187 personnes ont retrouvé un emploi – chiffres à juin 2016).

EDF Polska à Wybrzeże soutient le programme *Let's talk about* l'environnement de l'État et des collectivités territoriales. Ce programme porte à la fois sur les grandes nouvelles connexions à Sopot ; les certificats blancs et l'amélioration de l'efficacité énergétique ; la biodiversité (réintroduction et protection de la population de faucons pèlerins) ; le développement de *smart cities* (partenaire de la conférence internationale Civitas Forum à Gdynia) ; et le soutien à l'emploi (programme de stages de la ville de Gdansk « Développer l'avenir »).

MECO a des programmes de RSE qui prennent en charge du matériel médical à des cliniques locales et l'accompagnement à l'accès aux écoles maternelles. Norte Fluminense a appuyé plusieurs programmes sociaux et environnementaux dans la zone du projet de barrage de Sinop [1].

3.2.3.3.2 Contribuer au développement économique

Les activités industrielles et commerciales du groupe EDF génèrent de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local. En 2016, les activités du Groupe représentaient 154 845 emplois directs.

La Production et l'Ingénierie ont soutenu 258 950 emplois en France, répartis en 45 187 emplois directs, 79 648 emplois indirects et 134 115 emplois induits [2] (sur la base de 7 milliards d'euros d'achats, 3,3 milliards d'euros de salaires [3] et 2 milliards d'euros de fiscalité). Le nombre d'emplois indirects connaît une hausse de 14 % par rapport à l'année passée, en grande partie lié au développement de l'investissement dans le domaine nucléaire.

La DPN a contribué au développement des territoires sur lesquels elle est implantée en organisant des rencontres entre les donneurs d'ordre de rang 1 et les entreprises locales afin de faciliter l'attribution de marchés à des prestataires locaux. Ce fut le cas en particulier à Saint-Alban, Paluel, Tricastin et Cruas.

Les projets de territoire des CNPE, qui travaillent sur l'allongement de la durée de vie des centrales, traitent pour 25 % d'entre eux de la question des achats locaux.

La Direction Production Ingénierie Thermique poursuit sa démarche d'accompagnement des entreprises prestataires des sites en fermeture pour rechercher de nouveaux débouchés (par exemple, le site d'Aramon a organisé une rencontre entre les entreprises attributaires de marchés et 200 PME du territoire du Gard notamment pour travailler sur Tricastin).

Au travers de son programme « Une rivière, un territoire », la DPIH continue à contribuer au développement économique et social des territoires hydrauliques. D'un côté, le financement de PME dans le domaine de l'eau, de l'énergie et de l'environnement, de l'autre des actions ciblant les PME potentiellement prestataires de marchés de développement ou de maintenance du parc hydraulique.

1. *https://translate.google.fr/translate?hl=fr&sl=pt&u=http://www.uhesinop.com.br/&prev=search*.*
2. *Étude* Local Footprint *Production et ingénierie,* Utopies, *octobre 2016.*
3. *Dont 2 080 alternants et contrats de professionnalisation.*

Depuis trois ans, le site de Romanche-Gavet a engagé des travaux de génie civil conséquents. Grâce à l'identification des attentes des parties prenantes locales, ces différents lots de travaux ont été définis en intégrant des clauses sociales (clauses d'exécution et critères d'insertion) à hauteur de 5 % ce qui représente près de 35 000 heures soit 20 équivalents temps plein. Une structure d'insertion par l'activité économique (Ulisse) accompagne le site, et a identifié les candidats sur les métiers d'entretien de la base vie. Des actions similaires ont été déployées sur le chantier de La Coche.

Dans tous les territoires insulaires, EDF SEI contribue à la création des emplois et de nouvelles filières industrielles à travers la promotion des gestes de l'efficacité énergétique. Par ailleurs les achats locaux sont des sujets essentiels de contribution d'EDF au développement local et représentent environ 1 100 emplois indirects créés annuellement.

Au Chili, Citelum a participé à un programme social autour de deux contrats avec l'agence chilienne d'efficacité énergétique pour moderniser l'éclairage public des villes de La Calera et d'Alto Hospicio grâce à un « programme de remplacement des 200 000 luminaires » du pays conçu pour aider et moderniser les agglomérations les plus vulnérables du pays. L'indice de vulnérabilité est déterminé en fonction du taux de pauvreté, du taux de délinquance, du niveau de développement et du type de zone (urbaine ou rurale).

Au Mexique, Citelum a préparé le schéma directeur d'aménagement « lumière » et rénové l'éclairage public de la ville de Puebla, qui a réduit drastiquement la criminalité et a permis aux familles de se réapproprier leurs quartiers.

ÉS est un acteur important du développement économique du territoire. Dans le cadre de la politique sociale développée en lien avec Pôle Emploi, ÉS a engagé une démarche d'embauche de demandeurs d'emploi âgés de 55 ans et plus, éloignés de l'emploi, bénéficiant d'un contrat senior ou d'un contrat unique d'insertion – contrat initiative emploi. En 2016, 40 salariés ont été recrutés, dont 11 en CDI et 29 en CDD. Par ailleurs, ÉS a accueilli 59 contrats en alternance.

Les retombées du chantier du terminal méthanier de Dunkerque ont été évaluées début 2016 et représentent 651 millions d'euros de retombées directes, indirectes et induites pour le territoire d'implantation.

À Hinkley Point C, EDF Energy offrira 25 000 offres d'emploi sur le seul site pendant la construction, et générera 200 millions de livres par an à l'économie locale. Les entreprises locales ont bénéficié de plus de 250 millions de livres sterling de contrats. Un programme d'accompagnement a été déployé pour l'amélioration des routes locales, des programmes de formation et des propositions d'emplois sur le site diffusés par différents acteurs économiques ou des services de l'emploi.

En 2016, des investissements ont été réalisés par EDF Polska pour réduire les gaz et poussières des émissions dans l'environnement de SO_2 et de NO_x sur les installations de Wrocław, Cracovie, Gdansk, Gdynia et pour prolonger la durée de vie de l'équipement de production au moins jusqu'en 2030 et ont engendré de nombreux emplois liés au fonctionnement, à l'exploitation et à la maintenance des installations nouvelles.

En 2016, cinq projets ont été préparés avec Kogeneracja pour contribuer par un programme européen et environnemental aux investissements territoriaux intégrés (ZIT). CE Wybrzeże a conclu plusieurs accords avec les villes de Gdansk et Gdynia pour de nouvelles connexions au chauffage urbain réseau, améliorer la qualité de l'air, soutenir les entités de l'économie sociale et l'emploi et également contribuer au développement des infrastructures.

3.2.4 PORTER UNE ATTENTION PARTICULIÈRE AUX PERSONNES

Le groupe EDF, dans sa manière de conduire ses activités, agit en entreprise responsable. À ce titre, il porte une attention toute particulière aux personnes, notamment en matière de droits de l'homme. C'est le cas des populations fragiles (les clients vulnérables, les personnes n'ayant pas encore accès à l'électricité). Cela se traduit également dans l'attention qu'il porte aux questions de santé et de sécurité des consommateurs, à la façon dont il envisage ses achats ou à l'attention portée à ses salariés.

3.2.4.1 Droits de l'homme

Du fait de ses activités ou de celles de ses fournisseurs, l'entreprise peut être exposée à des risques de violation des droits de l'homme. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF s'engage à respecter les droits de l'homme partout où il opère, dans ses activités et dans l'ensemble de sa chaîne de valeur.

Les Principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme constituent le texte de référence du Groupe en matière de respect des droits de l'homme, qui s'est donné pour objectif de le déployer dans l'ensemble de ses activités, y compris en mettant en œuvre des mesures de diligence raisonnable [1].

L'accord sur la responsabilité sociale du groupe EDF [2] affiche l'engagement *« à respecter et à faire respecter »* les conventions fondamentales de l'OIT dans toutes les sociétés où il exerce le contrôle ; cela vise notamment les conventions 87 et 98 qui garantissent la liberté syndicale et les principes de la négociation collective. En 2012, EDF conclut la signature d'une convention collective en Chine [3]. Le Comité syndical d'EDF Chine (7 membres élus pour 5 ans) représente les salariés d'EDF Chine dans le respect des lois chinoises mais aussi des principes et valeurs du groupe EDF. L'engagement de *« ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude et corruption, dans toutes ses sociétés et chez ses fournisseurs »* figure par ailleurs au sein des engagements de responsabilité d'entreprise édictés en 2013.

En 2016, EDF Energy et EDF Trading ont préparé les travaux de conformité au *UK Modern Slavery Act* édicté en vue de produire leur premier rapport annuel sur le travail forcé et le trafic d'êtres humains dans leur chaîne d'approvisionnement.

EDF est adhérent au *Global Compact* des Nations unies ; 14 autres sociétés du Groupe sont également signataires [4] ; EDF, EDF Luminus, Edison et Dalkia ont obtenu le niveau *advanced* en 2016. L'ensemble de ces sociétés promeuvent également le *Global Compact* auprès de leurs fournisseurs. À titre d'exemple, EDF Energy a récemment initié une démarche visant à exiger de ses fournisseurs l'obtention de l'accréditation du *Chartered Institute of Procurement and Sustainability Index* ; cette accréditation couvre les deux tiers du montant de ses approvisionnements [5]. En cas de résultats inférieurs à la moyenne, un processus d'examen est mis en place pouvant aller jusqu'à l'arrêt des relations contractuelles.

Le Groupe prend en compte les impacts sur les droits de l'homme dans les critères de criblage de ses investissements, et dans l'accompagnement de ses projets, notamment lorsque ces investissements se réalisent dans des pays considérés comme à risques ; des audits sont menés en direction des fournisseurs et sur les chaînes d'approvisionnement sensibles (voir section 3.2.4.5.3 « Évaluation des fournisseurs » et 3.2.4.5.4 « Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon »).

1. *Par ailleurs, dans sa Charte éthique, le groupe EDF se réfère explicitement à la Déclaration universelle des droits de l'homme, aux conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) garantissant les principes et les droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations et aux principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discriminations à l'égard des femmes et à la Déclaration sur les droits de l'enfant.*
2. *Signé en 2009, et toujours en vigueur. Les signataires sont : EDF SA, EDF Energy, Enedis, EDF PEI, EDF Polska, EDF Luminus, ÉS, Mekong, Dunkerque LNG, EDF Démász, Kogeneracja SA, Elektrocieplowna SA, China Holding, Citelum.*
3. *Précisions sur la convention collective Chine : Le contrat collectif a été mis en place en 2013, pour les salariés de notre* holding *en Chine, avec pour objectifs principaux d'améliorer de façon continue les conditions de travail et d'emploi des salariés, et de promouvoir le dialogue social.*
4. *EDF a adhéré en 2001.*
5. *Cela concerne en effet les fournisseurs de rang 1, mais aussi de rang 2.*

Les investissements dans les énergies renouvelables éligibles aux *green bonds* émis par EDF font aussi l'objet d'une évaluation externe, notamment sur les questions de droits de l'homme.

En matière de sensibilisation de ses salariés aux questions des droits de l'homme, EDF a développé avec l'association EDH (Entreprises pour les droits de l'homme) dont elle est membre fondateur, un programme d'*e-learning* sur les droits de l'homme, en français et en anglais, accessible aux salariés depuis octobre 2016 et qui a vocation à être utilisé dans l'ensemble des sociétés du Groupe. En outre, EDF propose une formation approfondie d'une journée pour les *managers* et salariés exposés.

EDF a mis en place un dispositif d'alerte éthique qui permet aux salariés, ainsi qu'aux autres parties prenantes, de faire remonter leurs demandes ou leurs réclamations [1]. Les filiales possèdent également un dispositif d'alerte éthique ; EDF Energy a par exemple mis en place une ligne téléphonique d'alerte accessible à toutes les parties prenantes 24 heures sur 24, salariés comme fournisseurs. La pratique existe également sur les grands projets tels que celui du barrage de Nachtigal au Cameroun, où la possibilité est offerte de saisir l'entreprise par Internet [2].

3.2.4.2 Populations fragiles : les clients vulnérables

La précarité énergétique est un phénomène complexe qui s'intensifie dans les pays développés, autant par le nombre de ménages concernés que par la gravité des effets rencontrés. Cette question s'est invitée dans le champ des débats sociétaux et des politiques publiques. À l'échelle française, plus de cinq millions de ménages sont concernés. C'est la raison pour laquelle EDF fait de sa contribution à la lutte contre la précarité énergétique un sujet majeur. Avant toute chose, le Groupe agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles. EDF déploie également, depuis de nombreuses années, une action volontariste en matière de prévention et d'accompagnement.

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 3 (ORE n° 3) : proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits

En 2016, EDF choisit de s'engager en proposant, d'ici à 2030, à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits. Le groupe EDF contribue à la lutte contre la précarité énergétique concernant certains de ses clients résidentiels fragiles en mettant en œuvre les dispositifs publics, en accompagnant ses clients fragiles dans leur accès à ces systèmes, et en développant des actions et programmes volontaires. Cette action volontariste est adaptée au contexte très diversifié des pays où le Groupe opère.

En France, la politique solidarité d'EDF s'appuie sur trois piliers : la prévention, l'accompagnement des clients fragiles et l'aide au paiement.

La loi de transition énergétique pour la croissance verte a donné lieu à la publication de plusieurs textes d'application en 2016. Dans ce cadre, EDF contribue activement à l'expérimentation relative à la mise en place du Chèque Énergie, lancée en mai 2016 sur quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor, Pas-de-Calais), ainsi qu'à l'obligation « CEE précarité » s'ajoutant au dispositif classique des CEE depuis le 1er janvier 2016, pour un volume de 150 TWhc sur deux ans.

EDF poursuit son implication en matière de prévention, dans la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie (TPN et TSS [3]), ainsi que son engagement aux côtés des collectivités territoriales et des services sociaux en vue de déployer les aides locales relatives au paiement des factures d'énergie ; par exemple avec le Fonds de Solidarité Logement (FSL), dont EDF est le premier contributeur privé à hauteur de 23 millions d'euros.

Au titre de sa participation à des dispositifs à caractère public, EDF a renouvelé son engagement au programme Habiter Mieux, mis en place par l'État [4] et piloté par l'Agence nationale de l'habitat. À fin septembre 2016, le programme a permis d'engager la rénovation de 180 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique.

La lutte contre la précarité énergétique est également constituée d'actions menées de la propre initiative du Groupe. EDF mobilise ainsi 5 000 collaborateurs (conseillers clientèle et conseillers solidarité) pour apporter aux clients en difficulté des solutions souples et adaptées, qu'ils soient pris en charge ou non par les acteurs sociaux de référence. Ce sont près de 350 conseillers solidarité qui travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner aux mieux les clients les plus fragiles.

Parmi les services mis en place, on peut citer le service Accompagnement Énergie, qui propose des solutions d'aide au paiement des factures et un accompagnement personnalisé (proposition de modes de paiement adaptés, conseils pour réaliser des économies d'énergie) ; ou le tableau de bord numérique, gratuit, e.quilibre, qui permet de mieux comprendre ses habitudes de consommation électrique, traduites en euros, et qui offre des conseils permettant de favoriser les économies d'énergie.

EDF poursuit sa démarche de partenariats pour aller au-devant des clients fragiles ; c'est le cas avec l'UNCCAS (Union nationale des centres communaux d'action sociale) qui fait l'objet de déclinaisons départementales et communales, et qui vise à renforcer la relation avec les travailleurs sociaux ; c'est encore le cas avec l'Union nationale des PIMMS [5] ou avec l'Agence nationale d'information sur le logement (ANIL). EDF poursuit également sa collaboration avec des associations caritatives comme le Secours populaire, le Secours catholique, la Croix-Rouge.

En matière de R&D, EDF mène depuis dix ans un projet de recherche dédié à la lutte contre la précarité énergétique (« Précarité Énergétique : comprendre pour agir ») d'un montant annuel d'un million d'euros. Certaines innovations sociales en sont issues comme l'atelier solidaire dans le quartier d'Empalot à Toulouse. Cet espace, où sont organisés des ateliers de maîtrise de l'énergie, de bricolage et de décoration, est installé au cœur d'un quartier « Politique de la ville » et accueille les habitants pour les former à être acteurs de la rénovation et d'un usage économe de leur logement. Conçu et réalisé en partenariat avec Toulouse Métropole, Les Compagnons Bâtisseurs, Habitat Toulouse, Leroy Merlin et les habitants du quartier, l'Atelier Solidaire a reçu le trophée Éco-Actions de l'association « Les Éco-Maires ».

De nombreuses autres initiatives sont menées sur le territoire français, comme la distribution, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires, de Packéco, ensemble de petits équipements aidant à maîtriser la consommation d'électricité, ou la mise en œuvre de « Mon Appart'Éco Malin » par Électricité de Strasbourg, un bus transformé en appartement mobile et pédagogique pour sensibiliser aux économies d'énergie.

Au Royaume-Uni, EDF Energy intègre l'approche de l'*Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem [6]) concernant la définition de la vulnérabilité ainsi que ses recommandations [7]. L'ensemble du personnel en relation avec la clientèle a été formé aux méthodes d'identification des clients vulnérables et aux services et outils associés, tels qu'*Energy Priority services* qui propose un large éventail de solutions en matière d'accompagnement des clients fragiles. Cette plateforme digitale, conçue et mise en place avec l'avis de panels de clients, permet également d'identifier des clients en difficulté jusque-là non identifiés ; elle renforce les possibilités offertes aux clients de déclarer leurs difficultés, et facilite la recherche et la mise en place d'offres appropriées

1. *Voir section 3.1.3.2 « Le dispositif d'alerte ».*
2. *www.nachtigal-hpp.com/index.php/gestion-des-requetes-et-des-plaintes.html.*
3. *Tarif Première Nécessité et Tarif Spécial de Solidarité.*
4. *Dès 2011.*
5. *64 des 191 points d'accueil et structures de médiation sociale partenaires d'EDF sur le territoire métropolitain.*
6. *Il s'agit du régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité au Royaume-Uni, dont l'équivalent français est la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).*
7. *https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/more-customers-vulnerable-situations-receive-help-under-priority-services-register.*

(aide au paiement, adaptation du tarif, conseil en efficacité énergétique…) ; ce dispositif répond à l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 3 relatif à la précarité énergétique consistant à « *proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits* ».

En Italie, Edison propose le tarif public social de l'électricité « bonus social [1] ». Dans le cadre du projet « Manifeste pour l'énergie du futur », la filiale italienne contribue, avec d'autres compagnies et des associations de consommateurs, à la réflexion et à l'évaluation de propositions relative à la réforme de ce tarif « bonus social ». Par ailleurs, Edison met en place un dispositif de surveillance des factures d'énergie afin d'anticiper les hausses trop importantes (sur la base d'une variation supérieure à 20 %) et propose des aménagements de paiement afin d'accompagner les clients ayant des difficultés. En Belgique, EDF Luminus porte plus spécialement l'attention sur les retards de paiements afin d'éviter de fragiliser la situation des clients, et aménage des plans de paiement adaptés.

3.2.4.3 Populations fragiles : l'accès à l'énergie

Plus d'un milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité dans le monde. L'accès à l'électricité est vecteur de progrès et de développement, par exemple en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le sujet est majeur et a été clairement réaffirmé dans le cadre des objectifs de Développement durable des Nations unies. Dans le même temps, les évolutions en matière de technologie, de coût des équipements, et de modèles économiques locaux ouvrent des possibilités nouvelles d'action et de massification. C'est pourquoi EDF, poursuivant son action dans ce domaine, a choisi de développer de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et financières.

Tout récemment, EDF et Off Grid Electric, entreprise de premier plan dans la distribution d'énergie solaire en Afrique, ont conclu [2] le premier partenariat opérationnel à grande échelle entre un énergéticien mondial et une entreprise de premier plan dans le domaine de l'électricité solaire hors réseaux. La première mise en œuvre de ce partenariat se concrétise par la création d'une société commune, ZECI, en Côte-d'Ivoire, annoncée à l'occasion de la 22e Conférence des parties (COP) organisée par les Nations unies à Marrakech au Maroc. L'ambition de cette première société est d'alimenter près de 2 millions de personnes à l'horizon 2020 en Côte-d'Ivoire, avec le projet d'étendre rapidement l'action du partenariat à d'autres pays de la région. Dans le cadre de cette co-entreprise ZECI, EDF et Off Grid Electric installeront et assureront la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. EDF consolide ainsi son engagement pour l'accès à l'électricité en Afrique, dans la suite des actions déjà menées par ses filiales de services décentralisés.

3.2.4.4 Clients : santé et sécurité des consommateurs

Le mode de production bas carbone du groupe EDF agit favorablement sur la qualité de l'air, et le produit électricité offre aux consommateurs un confort qui contribue aux grands enjeux de santé publique (chaîne du froid, lumière, air intérieur, circulation intérieure, etc.). Les sites de production de l'électricité, tout comme son usage par ses clients, nécessitent toutefois de mettre en place certaines mesures de précaution. C'est la raison pour laquelle EDF déploie de longue date des dispositifs d'information et de sensibilisation en matière de santé et de sécurité, dans les domaines de la production, du réseau électrique ou des usages. Dans la période récente, EDF intensifie ses recherches et son action en matière de sécurité et de santé des consommateurs.

EDF dispose d'un service des études médicales qui intervient en expertise sur l'ensemble des domaines d'activité du groupe. EDF s'est doté d'une stratégie santé au sein de la Direction Développement durable pour mieux prendre en compte les enjeux sanitaires de ses activités. La recherche s'équipe des outils les plus performants, en participant par exemple à la création d'un laboratoire (4EV Lab) dont l'un des axes de recherche porte sur la qualité de vie dans les espaces urbains. Le sujet fait l'objet d'un pilotage par les directions opérationnelles de production et de commercialisation. En octobre 2016, un point de situation de la question de la santé dans ses liens avec l'environnement a été examiné par le Directoire Environnement, dans le cadre du système de *management* environnemental.

Quelques exemples d'actions menées en 2016 :

- la nouvelle filiale Sowee offrira à ses clients particuliers l'accès à une information sur la qualité de leur air intérieur, via une station connectée ;
- en France, ÉS délivre des informations sur les risques inhérents à l'usage de l'électricité et du gaz et aux équipements électriques, en lien notamment avec l'association Promotelec pour le diagnostic de l'installation électrique (http://particuliers.es.energies.fr). En Corse, des campagnes sur l'élagage des arbres à proximité de lignes à Haute Tension et des actions de sensibilisation dans des écoles ont été effectuées. Dans les territoires non métropolitains, des actions de sensibilisation sont effectuées, comme en Guyane où des interventions ont lieu dans des quartiers où des installations non conformes présentent un réel danger pour la population ;
- le gestionnaire de réseau Enedis a renouvelé en 2016 ses campagnes de protection envers les personnes qui exercent une activité à proximité des ouvrages électriques. « Électricité Prudence : Gardons nos distances ». Un site internet www.electricitéprudence.fr a été mis en place. En 2016, plus de 300 conventions étaient en vigueur avec des associations et fédérations professionnelles (sapeurs-pompiers, loisirs aériens, activités agricoles, pêche) pour sensibiliser leurs membres ;
- à l'étranger, EDF Energy en Grande-Bretagne, tout comme EDF Polska, informent leurs clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de *newsletters* ou au dos des factures ;
- une campagne d'information a été organisée par le Service des études médicales (SEM) sur la question des champs magnétiques et du compteur Linky développé par Enedis.

3.2.4.5 Fournisseurs : achats responsables

3.2.4.5.1 Démarche d'achats responsables

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe. La politique achats du Groupe, mise à jour en 2016, prévoit que les valeurs du Groupe doivent être respectées par les fournisseurs et que des obligations en matière de Développement durable et responsabilité sociale doivent être systématiquement incluses dans les marchés. Les contrats comportent des clauses qui permettent, en cas de non-respect ou d'écart grave, une remise en cause des relations contractuelles, constatée par exemple dans le cadre d'un audit mené sur la base des obligations légales et de la politique de Développement durable.

La politique achats promeut l'ancrage territorial, le soutien au développement local et le recours aux secteurs adapté et protégé, et aux structures d'insertion par l'activité économique. Forums et rencontres de fournisseurs et prestataires sont organisées pour renforcer le dialogue, promouvoir le *sourcing* localisé et favoriser la montée en compétences d'entreprises locales, à l'exemple du dispositif « Une rivière, un territoire » en matière d'ouvrages de production hydroélectrique. Autre illustration de sa responsabilité dans le domaine des achats : EDF développe vis-à-vis de ses fournisseurs une solution d'affacturage

1. *Créé par les pouvoirs publics en janvier 2009, le « bonus social » est un dispositif visant à soutenir les familles en difficultés, en leur garantissant des économies annuelles sur les dépenses l'électricité. Le bonus, ouvert selon des critères sociaux d'éligibilité, est valable pour douze mois, renouvelables.*
2. *En novembre 2016.*

inversé collaboratif qui offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d'échéance contractuelle, dès l'émission du bon à payer par EDF [1].

La Direction des achats Groupe mène un programme d'évaluation systématique de tous les titulaires de marchés pouvant comporter des risques en cohérence avec la cartographie des risques liés au Développement durable, via un dispositif composé en fonction de la nature du fournisseur, d'autoévaluations et d'audits.

En 2016, après un audit de suivi, EDF s'est vu confirmé par le ministère de l'Économie et des Finances son label « Relations fournisseurs responsables », distinguant les entreprises qui ont des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs.

3.2.4.5.2 Relations avec les fournisseurs

Adossé sur les valeurs éthiques du Groupe, la Direction des achats Groupe a mis en place un Code de bonne conduite des acteurs du processus de contractualisation qui combine des règles déontologiques strictes, des principes de bon sens et des recommandations de bonnes pratiques à l'usage de ses collaborateurs.

Par ailleurs, une Charte Développement durable entre EDF et ses fournisseurs renforce et décline les principes de la Charte éthique Groupe dans le cadre de la relation avec ses fournisseurs.

Enfin, l'engagement déontologique signé par chaque acheteur rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

3.2.4.5.3 Évaluation des fournisseurs

Le respect des engagements environnementaux et sociétaux des fournisseurs et de leurs sous-traitants est principalement contrôlé par un dispositif priorisant les évaluations selon une cartographie des risques Développement durable – Responsabilité sociale couvrant les 265 segments d'achats d'EDF. Ces segments sont classés selon quatre catégories de risques (16 segments à risques majeurs, 31 segments à risques forts, 154 segments à risques moyens, 64 segments à risques faibles). En 2016, 205 fournisseurs appartenaient à la première catégorie, et 389 à la seconde.

La Direction des achats Groupe utilise, pour adresser ces questionnaires, la plate-forme internet d'évaluation et de dialogue Acesia d'Afnor. Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale.

De plus, à l'occasion de consultations, EDF peut utiliser ces évaluations RSE comme critère d'aptitude ou comme critère d'attribution.

En 2016, la Direction des achats Groupe a réalisé 603 évaluations « Développement durable – Responsabilité sociale » réparties en 573 questionnaires d'autoévaluation et 30 audits, sur la base de la cartographie des risques RSE de la segmentation des achats.

L'objectif est que tous les fournisseurs ayant un marché de montant supérieur à 400 000 euros [2] soient évalués par questionnaire d'ici fin 2017 ; à fin 2016, 50 % de cet objectif est réalisé.

Les évaluations réalisées se sont avérées « satisfaisantes » ou « acceptables avec commentaires » à 80 % dans le cas des audits et 41 % s'agissant des questionnaires. Les audits RSE fournisseurs ont notamment permis d'identifier des pratiques contraires à la politique achat, telles que des environnements de travail non sécurisés, le non-respect des temps de travail ou des obligations en matière d'assurances sociales. Ces dérives ont été systématiquement notifiées aux fournisseurs concernés avec demande de mise en œuvre d'un plan d'action correctif. S'agissant des segments de fournisseurs à niveau de risque RSE majeur, les résultats d'audits considérés comme « non satisfaisants » ou « insuffisants » ont souvent conduit à la suppression des fournisseurs concernés de la liste des fournisseurs consultés. L'augmentation du nombre d'évaluations fournisseurs par questionnairs a permis de focaliser les audits RSE sur les fournisseurs les plus à risque, axe de progrès qui sera poursuivi et amplifié en 2017.

Les *scorings* RSE fournisseurs réalisés démontrent la nécessité de mise en place de larges plans de sensibilisation fournisseurs afin de les faire monter en compétence sur le périmètre de la RSE.

Dans les sociétés du Groupe n'utilisant pas la plate-forme Acesia, diverses modalités d'évaluation sont mises en œuvre. Ainsi, Dalkia évalue périodiquement des fournisseurs sur la base d'une grille d'évaluation incluant la thématique du Développement durable. Les résultats sont partagés avec les fournisseurs et des actions d'amélioration, ou des audits, sont mis en œuvre si nécessaire. Edison recourt à une plateforme d'autoévaluation, articulée notamment autour des dix principes du *Global Compact,* et partagée avec d'autres entreprises.

3.2.4.5.4 Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

S'agissant du charbon, EDF est membre fondateur de Bettercoal, initiative lancée en 2011 qui réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon. Il s'agit d'un dispositif qui vise à faire progresser la responsabilité sociale des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement…) sont respectés. La démarche opérationnelle s'articule autour d'un référentiel établissant dix principes sociaux, environnementaux et éthiques, socle d'autoévaluations et d'audits de fournisseurs. Les résultats d'audits sont partagés entre membres, en respectant les principes antitrust.

Le site bettercoal.org publie depuis 2016 de nombreuses informations mises à jour sur le déroulement de la démarche, notamment la liste des compagnies et sites miniers ayant réalisé des autoévaluations ou ayant été audités, ainsi que la liste des organismes d'audit habilités par Bettercoal. Dans la même logique de diffusion de l'information, les procès-verbaux des réunions du Comité consultatif et technique de Bettercoa, sont diffusés, ainsi que la composition de ce Comité, dont les membres sont issus d'ONG, de fédération syndicale internationale, de compagnies minières et de compagnies énergéticiennes. Ce Comité consultatif et technique s'est réuni cinq fois en 2016.

S'agissant de l'uranium, voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont du cycle ».

3.2.4.6 Salariés : développement humain

Sur ce sujet, voir section 3.3 « Ressources humaines ».

3.2.5 ORGANISATION ET DÉPLOIEMENT DE L'ACTION

3.2.5.1 La Direction Développement durable

La Direction Développement durable (DDD) est rattachée au Directeur Innovation Stratégie Programmation (DISP), membre du Comité exécutif. Ces principales missions concernent :

- l'accompagnement au regard du Développement durable des métiers et sociétés du Groupe dans la gestion de leurs activités et de leurs projets. Il s'agit notamment d'accompagner les métiers et les projets sur l'organisation de la concertation avec les parties prenantes et de favoriser la prise en compte des enjeux environnementaux et sociaux dans les projets ;

1. *EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.*
2. *Il s'agit là des fournisseurs ayant un marché de montant supérieur à 400 milliers d'euros relatif à un ou plusieurs segments d'achat de niveau de risque RSE 2,3 ou 4.*

- le *management* et l'animation du Développement durable dans le Groupe. Il s'agit de la réalisation, de la vérification et de la publication du *reporting* extra-financier, mais aussi de l'élaboration et du suivi des objectifs de Développement durable, de la réponse aux tiers en lien avec les directions concernées, de l'animation du système de *management* de l'environnement ;
- l'organisation du dialogue avec les parties prenantes via des panels d'experts dans le domaine Développement durable, des partenariats et des outils de formation au dialogue.

La Direction Développement durable s'appuie sur un Comité Développement durable Groupe, composé de représentants désignés par les membres du Comité exécutif pour assurer le pilotage et le suivi des principaux enjeux du Développement durable du Groupe ; par exemple, le pilotage du système de *management* environnemental du Groupe ou le suivi des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE), présentés à l'Assemblée générale en mai 2016. C'est aussi un espace de partage d'expérience et d'échange entre les métiers du Groupe.

L'intégration de la Direction du Développement durable au sein de la DISP contribue à la prise en charge des enjeux de Développement durable du Groupe au sein du processus de décision tant au niveau du criblage des projets d'investissement (via le processus CECEG), qu'au plan du processus stratégique.

3.2.5.2 L'intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe

Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) sont des ambitions à long terme (2030), dont la réalisation nécessite des points d'étape (voir section 3.1.2 « Objectifs de Responsabilité d'Entreprise »). Pour chaque objectif, des feuilles de routes et des indicateurs de suivi qualitatifs et quantitatifs vont être définis. L'élaboration des feuilles de route est en cours avec les représentants des différents métiers du Groupe, en incluant ses différentes filiales afin de préciser la contribution de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune.

Une fois les modalités concrètes définies pour rendre compte des résultats des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, le dispositif sera intégré à la boucle stratégique du Groupe. Le plan moyen terme (PMT) constituera dès lors le vecteur naturel pour définir, contractualiser et suivre chacune de ces contributions.

3.2.5.3 Le pilotage et la prévention des risques environnementaux

En l'absence d'une gestion adéquate, les activités du Groupe pourraient être à l'origine d'impacts significatifs sur l'environnement. C'est pourquoi, en tant que Groupe responsable, EDF met en œuvre une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel dans le respect des réglementations en vigueur.

Identification des risques

Les risques environnementaux sont totalement intégrés au système de *management* de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ils font l'objet de plans d'action découlant des orientations de la politique de Développement durable du Groupe.

L'actualisation de la cartographie des risques 2016 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. En 2016, le Groupe compte 10 sites SEVESO seuil haut et 30 sites seuil bas [1].

En 2016, comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants : les émissions de GES ; le déploiement des actions d'efficacité énergétique ; 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 et la gestion de la ressource en eau.

Prévention des risques et pollutions

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 :

- un système de *management* environnemental Groupe suivi et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites avec des audits externes de certification ISO 14001 ;
- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution [2] ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production ;
- une politique de gestion de crise, qui prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir section 2.2.2.3 « politique de gestion de crises »).

Pour réduire ces risques, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances (PCB, produits chimiques) par des produits plus respectueux de l'environnement. Ces travaux qui visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes, ont permis en particulier de supprimer environ 50 produits en trois ans à la Division de la Production Nucléaire et 39 substances à EDF Energy, en parallèle d'études de substitution et de la mise en place de prescriptions dans le domaine des achats. D'autres études sont en cours (EDF Energy, EDF Luminus et EDF SA) afin de progresser encore, notamment sur les fluides de commande hydraulique et le chromate de potassium (inhibiteur de corrosion).

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.

Durant l'année 2016, un événement environnemental à enjeu [3] a été constaté sur un chantier de travaux d'Enedis. Il a conduit à un déversement de gasoil dont les conséquences ont été gérées selon les procédures en place. Quelques incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversement d'hydrocarbures ou d'acide. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur et ont permis de limiter fortement leur impact sur l'environnement naturel.

Certains de ces événements peuvent être suivis de contentieux, issus de plaintes déposées par des ONG ou de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.). En 2016, une condamnation a été prononcée à l'encontre d'EDF en France, pour un montant global d'environ 21 000 euros.

1. *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.*
2. *Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.*
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.*

Le système de *management* environnemental (SME)

Afin de coordonner l'ensemble des objectifs et des actions issus de ses engagements et de sa politique de Développement durable, le groupe EDF a mis en place une animation à l'échelle du Groupe, pilotée par un Comité Développement durable (SDC) et mise en œuvre à l'aide d'un système de *management* environnemental (SME).

Le SME du groupe EDF est certifié selon la norme internationale ISO 14001 sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales et participations. Cette certification ISO 14001 va même au-delà du périmètre consolidé du Groupe avec des filiales certifiées ISO 14001 comme RTE, Sodetrel, NTPC (Nam Theun…). Depuis 2002, le groupe EDF a maintenu sa certification, le prochain renouvellement pour la période 2017-2020 étant programmé pour mars 2017.

En 2016, et dans le cadre de l'amélioration continue du SME, la tête de Groupe, ainsi que la DCN [1] et la R&D, ont été certifiées sur la base de la nouvelle version 2015 de la norme ISO 14001. Il en est de même pour les filiales EDF Luminus et EDF Trading Logistics. En juillet, le SDC a confirmé l'objectif de maintien de la certification ISO 14001 de l'ensemble des entités du Groupe. En octobre, les auditeurs externes Afnor, organisme de certification indépendant, ont confirmé la robustesse et la maturité du SME Groupe, ainsi que son bon déploiement dans les entités et filiales.

Plus de 25 % des sites de production [2] (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) ont maintenu leur certification OHSAS 18001 en 2016, audit réalisé par l'organisme externe indépendant Afnor.

Quelques actions significatives illustrent les améliorations de la période récente :

- mise en œuvre des plans de migration des entités certifiées vers la version 2015 de la norme ISO 14001 ;
- révision des processus opérationnels et des analyses environnementales dans une ébauche de perspective de cycle de vie ;
- utilisation d'outils adaptés d'analyses environnementales et de conformité réglementaire ;
- certification ISO 50001 (système de *management* de l'énergie) complémentaire et adossée au SME existant dans de nombreuses entités (DSP, SEI…) ;
- amélioration des performances environnementales dans la maîtrise des rejets ; dans l'air, l'eau, les sols ;
- mise à l'arrêt d'actifs de production carbonés (charbon) ;
- lutte contre la pollution lumineuse et développement des *smart cities* ;
- poursuite des programmes d'actions en faveur de la biodiversité dans de nombreuses entités (protection des oiseaux, poissons, flore) ;
- sensibilisation des salariés aux nouvelles exigences de la version 2015 de l'ISO 14001 *(e-learning)* ;
- participation à des programmes de sensibilisation des enfants aux éco-gestes sous forme de jeux pédagogiques sur *smartphone* ;
- certification de bâtiments tertiaires avec obtention de prix d'excellence ;
- remplacement des flottes de véhicules thermiques par des véhicules électriques.

3.2.5.4 Les réseaux de veille Développement durable

L'élaboration de politiques environnementales et énergétiques nationales et régionales, et en particulier l'accroissement des exigences réglementaires sont une source de risques à anticiper, mais également d'opportunités à saisir pour EDF. De ce fait, depuis les années 1990, EDF a mis en place un dispositif de veille anticipative et de *lobbying* afin de mobiliser et de coordonner au mieux les ressources internes. Il s'agit d'anticiper et d'alerter les dirigeants sur les évolutions à venir, ou sur les dispositions nouvelles susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe ; cette anticipation facilite l'intégration de ces évolutions au sein des activités opérationnelles.

Le dispositif de veille anticipative et de *lobbying* s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux », dont les réseaux eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé. Chaque réseau est composé de quinze membres issus des différents métiers du groupe et se réunit chaque trimestre pour partager une vision globale ; il s'agit non seulement d'anticiper les évolutions à venir, mais aussi de renforcer la capacité de conseil du Groupe. Chaque réseau travaille en étroite collaboration avec la Direction Juridique, la Direction des Affaires Publiques et la Direction des Affaires Européennes. Les pilotes de chaque réseau se réunissent en Agence du Développement durable qui veille à la transversalité des approches et s'assure de la meilleure prise en compte des enjeux du Groupe, dans un regard global et de long terme.

En 2016, EDF a pu faire valoir ses intérêts au cours de l'élaboration de textes relatifs aux dispositifs d'évaluation environnementale et d'information et de participation du public. À titre d'exemples, l'ordonnance n° 2016-1058 du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale et son décret d'application du 11 août 2016 renforcent le contenu de l'étude d'impact, exigent des nouvelles consultations lors de l'instruction de la demande et consolident les fondements juridiques pour, en cas d'évolution des projets, reprendre les documents et/ou l'instruction. L'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une certaine incidence sur l'environnement vise à renforcer la concertation en amont du processus décisionnel et à moderniser les procédures de concertation en aval. Concerné en tant que maître d'ouvrage pour ses projets, EDF a pu suivre l'élaboration de ces deux textes, formuler des observations et proposer des amendements dans le cadre des consultations publiques ainsi que le cadre d'instances comme le Conseil supérieur de la prévention des risques technologiques (CSPRT).

3.2.5.5 La R&D au service du Développement durable [3]

Les nouvelles attentes sociétales, l'évolution des technologies ou des règles du jeu du secteur électrique invitent à l'innovation et placent les questions de R&D au cœur de la réussite de l'ambition du Groupe. Dans le cadre de CAP 2030 et de la Politique de Développement durable, les actions menées en matière de R&D concourent, à l'amont comme à l'aval des activités du Groupe, à l'optimisation à moyen et long termes de ses performances économiques, environnementales et sociétales.

La R&D d'EDF concourt à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes de la transition énergétique et contribue à développer de nouvelles technologies dans les énergies renouvelables et les solutions de stockage, en vue notamment de pallier l'intermittence des énergies renouvelables ; d'intégrer le numérique et les nouvelles technologies de l'information au système électrique et au monde des objets interconnectés ; et d'enrichir son offre de services énergétiques avec de nouvelles solutions issues de la digitalisation pour tous les clients. EDF vise aussi la préservation des ressources naturelles et de la santé humaine via des solutions de réduction des rejets dans l'eau, l'air ou les sols, dans la logique de l'économie circulaire.

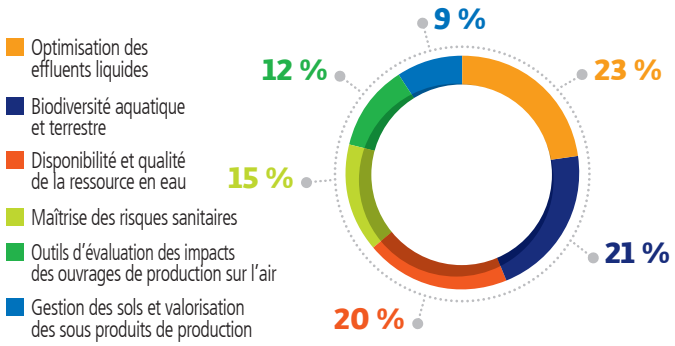
En France, EDF consacre plus de 19 % de son budget R&D à la protection de l'environnement (voir section 1.6.1 « Organisation de la R&D et chiffres clés »).

1. *Direction Combustible Nucléaire.*
2. *4 sites nucléaires (Blayais, Cattenom, Dampierre, Saint-Alban) ; 6 sites thermiques (CETAC, Le Havre, Blénod, Porcheville, Cordemais, Aramon) ; 2 sites hydrauliques (DTG et UP Est).*
3. *Voir section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences ».*

Dans le cadre de son programme de recherche thématique « Management d'Énergies », EDF R&D a réalisé une étude de faisabilité technique et économique d'un développement massif de la production éolienne et photovoltaïque dans le système électrique européen en simulant le scénario haut de la *Roadmap* européenne 2030 *(Analysis of the European electricity system with 60 % RES).* Cette étude explore en particulier les effets d'un tel développement en termes de besoin d'infrastructures de production et de réseau, de gestion court terme du système, de revenus marché des productions ENR, d'émissions de GES, ainsi que différents leviers d'action face à la variabilité de la production tels que le développement des interconnections, le stockage, la gestion de la demande. Elle a fait l'objet de différentes publications scientifiques dans le cadre de l'IEEE et a obtenu le prix annuel de l'Association mondiale des entreprises d'électricité pour l'intégration des énergies renouvelables (UVIG – *Annual achievement award 2016*). La synthèse de l'étude a également été présentée publiquement en 2015 et 2016 lors d'événements ou devant diverses instances tels que la Semaine européenne du Développement durable, la COP 21, l'OPEST, le Parlement européen [1].

La transition énergétique des villes et des territoires fait l'objet d'activités de R&D (projet *Smart & Low Carbon city*) sur la planification énergétique urbaine et la *smart city*, la définition de concepts énergétiques locaux innovants pour les zones en cours d'aménagement, la recherche de solutions d'efficacité énergétique dans les bâtiments, la mobilité, les énergies décentralisées bas carbone (biomasse, PV, géothermie, éolien), les réseaux de chaleur, froid et électricité, l'optimisation multi-énergie. En matière de planification, des projets ont été conduits ces dernières années avec Singapour (développement d'une plateforme de simulation pour l'agence d'aménagement Singapourienne HDB), Lingang et Sanya en Chine, Green Moabit (quartier de Berlin), Lyon, Strasbourg.

Le programme R&D d'EDF portant sur la maîtrise des interactions entre ses installations de production et l'environnement, en particulier l'air, l'eau, les sols, la santé et la biodiversité est doté en 2016 d'un budget de l'ordre de 27 millions d'euros réparti comme suit :



Pour les nombreuses illustrations récentes quant à l'engagement de la R&D sur les grands enjeux de Développement durable, voir par exemple les sections 3.2.1.2 « Stratégie de décarbonation du groupe EDF », 3.2.1.3 « Stratégie d'adaptation au changement climatique », 3.2.2.2 « La biodiversité », 3.2.3 « Dialogue et territoires », 3.2.4.2 « Populations fragiles : les clients vulnérables ».

La R&D en matière Développement durable revêt une dimension Groupe. EDF Energy R&D UK Centre conduit des recherches sur l'éolien *offshore* : impact environnemental, modélisation des coûts, évaluation des ressources éoliennes, préparation de l'avenir. Il pilote le projet *Offshore Wind* pour l'ensemble du Groupe et développe de fortes synergies entre la France et le Royaume-Uni. Les principaux livrables en 2016 concernent l'avenir des coûts de l'éolien *offshore,* l'optimisation de la disposition des turbines, l'élaboration du plan de surveillance du démonstrateur éolien *offshore* de Blyth pour EDF ER.

3.2.5.6 Les panels de parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes mené au sein du Groupe prend des formes variées en fonction du type d'activités (production, commerce…), du lieu où elle se déploie (local, national, international), du temps dans lequel il s'inscrit (phase de projet ou phase d'exploitation d'un ouvrage par exemple), ou encore des objets proposés au dialogue (résolution d'un problème opérationnel bien identifié, examen d'une grande problématique *corporate*, etc.). Depuis une douzaine d'années, le groupe EDF a expérimenté une modalité de dialogue originale et efficace, consistant à animer différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate* ou d'un pays d'implantation.

À ce jour, ce sont plusieurs panels d'experts qui apportent aux dirigeants du Groupe et à ses sociétés leur vision externe sur les grands sujets qui intéressent EDF. Les ordres du jour sont à l'initiative des deux parties, et les recommandations formulées font l'objet d'une prise en compte réexaminée dans les deux ans qui suivent les travaux concernés.

À l'échelle de la France, c'est par exemple le cas du Conseil Développement durable, composé de personnalités externes représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF ; il questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de Développement durable. En 2016, le panel s'est réuni à deux reprises, d'abord en mai sur l'investissement envisagé à Hinkley Point, puis début décembre pour examiner le projet de nouvelle Politique Développement durable pour le Groupe. En Italie, Edison lance actuellement un panel externe inspiré de modalités comparables.

En Grande-Bretagne, EDF Energy anime depuis 2006 un *Sustainability Advisory Panel* qui conseille le Directeur Général et le Comité exécutif sur la stratégie de l'entreprise et des sujets de Développement durable. Cette année, il a notamment traité du projet HPC, des conditions de marché en termes de production d'électricité ou de la stratégie de formation. Au sein du Groupe, d'autres panels de parties prenantes poursuivent leur action dans des domaines connexes au Développement durable ; c'est le cas du Conseil scientifique d'EDF et du Conseil médical d'EDF.

Enedis dispose depuis peu d'un Conseil de parties prenantes sur le modèle du Conseil Développement durable, réunissant dix experts qualifiés et indépendants, dans des domaines intéressant l'entreprise (économie, innovation, territoire, numérique…). Parmi les thèmes évoqués cette année : « Linky : avancée technologique et sujet d'opinion publique », « Les enjeux du numérique pour Enedis dans un contexte national et européen en évolution » ou encore « La nouvelle donne territoriale » le 12 octobre dernier.

Dans le nouveau contexte stratégique du Groupe (CAP 2030, ORE…), une réflexion large est engagée pour redéfinir les modalités d'interaction avec les parties prenantes (par exemple sous forme de plateformes en ligne) ; c'est dans ce cadre que le *SD Panel,* le plus ancien des panels de parties prenantes mis en place à l'échelle mondiale [2], a formalisé son bilan et formulé ses suggestions pour l'avenir de cette forme de dialogue.

3.2.5.7 Les partenariats au service du Développement durable

Les partenariats Développement durable sont un moyen pour EDF de dialoguer avec des parties prenantes sur des questions à fort enjeu pour les métiers, et de mieux comprendre les attentes de son environnement. Les partenariats permettent également d'apporter de l'expertise en interne dans les métiers et les sociétés du Groupe.

1. Report *V. Silva, A. Burtin,* Technical and Economic Analysis of the European System with 60 % RES, EDF Technical Report, *juin 2015.*
2. *Il avait été mis en place chez EDF en 2004 et refondu en 2012.*

Au cours de l'année 2016, les partenariats Développement durable ont porté sur quatre principaux volets : « Biodiversité » ; « Transition énergétique/ Changement climatique » ; « Précarité énergétique » ; et enfin des partenariats « Concertation/Territoires » :

- les partenariats dans le domaine de la biodiversité facilitent les échanges techniques et le dialogue avec le monde associatif sur des sujets à fort enjeu pour les métiers et les projets (c'est le cas par exemple des partenariats conclus avec le Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), le Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) ou la Fédération des conservatoires botaniques nationaux) ;
- les partenariats avec les *think tank* permettent à EDF de nourrir des échanges sur des sujets à enjeu comme le climat, la transition énergétique ou l'économie circulaire ; c'est par exemple le cas des partenariats tissés avec l'Institut du Développement durable et des relations internationales (IDDRI) ou avec la Fondation Nicolas Hulot pour la nature et l'homme (FNH) ;
- en matière de précarité énergétique ou d'accès à l'énergie, le groupe EDF a choisi de soutenir l'*Action Tank* « Entreprise et pauvreté » qui recherche des solutions innovantes pour la rénovation de copropriétés dégradées en lien avec les collectivités locales ; l'Association nationale des compagnons bâtisseurs (ANCB) qui intervient de longue date pour l'amélioration de l'habitat notamment via des chantiers d'auto-réhabilitation accompagnée à destination des publics exclus de toute solution « classique » ; ou encore ASHOKA, premier réseau mondial d'entrepreneurs sociaux, visant à favoriser la co-création de solutions nouvelles tant au plan technique qu'en matière de modèles économiques ;
- en matière de dialogue mené au sein des territoires, le groupe EDF s'est doté d'un nouvel outil, grâce à un nouveau partenariat conclu avec l'École nationale supérieure du paysage (ENSP) qui promeut notamment la prise en compte du paysage dans les projets industriels sur le terrain.

3.2.5.8 Formation et sensibilisation des salariés au Développement durable

La prise en compte des exigences environnementales et du Développement durable dans les activités et projets menés au sein du Groupe requiert un large éventail de connaissances et de compétences. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF s'attache à les développer pour ses *managers* et salariés. Ces actions de formation et de sensibilisation s'inscrivent dans le projet de transformation du Groupe.

À l'échelle du Groupe, les compétences requises en matière d'environnement sont décrites au regard des impacts environnementaux et exigences réglementaires propres à chaque type d'activité. Des offres de formation appropriées sont intégrées dans les cursus de formation des salariés et dans les parcours des nouveaux arrivants. Une nouvelle Académie métier « Services énergétiques Groupe » a été créée le 13 janvier 2016. Elle fédère la Direction Commerce France et des filiales telles que Dalkia, Tiru, Citelum, Fenice. Dans le contexte de transition énergétique, le développement des services énergétiques constitue une priorité, un métier à part entière. L'offre de professionnalisation mutualisée pour l'ensemble des acteurs du domaine participe au renforcement de ce nouveau métier.

En 2016, les « Orientations de formation d'entreprise » formulées par EDF pour une période de trois ans précisent que les efforts de formation devront être prioritairement orientés vers les personnels en relation avec les parties prenantes externes et internes (*managers*, *managers* de projet, chefs de projet, communicants, personnels des délégations régionales…).

En France, un catalogue « Formation et sensibilisation au Développement durable » est proposé aux *managers* et salariés des métiers. Il couvre de grandes thématiques transverses telles que l'introduction au Développement durable, les droits de l'homme, le dialogue avec les parties prenantes, les achats responsables, la biodiversité, la prévention et gestion des déchets, les sols pollués, la santé et l'environnement, la veille réglementaire, les énergies nouvelles. Il contribue à renforcer l'intégration de la dimension Développement durable dans les métiers. Les formations dédiées aux *managers* de projet insistent sur la nécessaire prise en compte du Développement durable dans les projets. Au périmètre EDF SA, 4 464 salariés ont suivi les formations du domaine « environnement », pour 29 456 heures de formation.

Les outils *e-learning* se développent. En février 2016, dans le cadre de l'évolution de la norme ISO 14001, un *e-learning* spécifique a été mis à disposition sur la plateforme de formation « e.campus[1] ». En juin 2016, c'est un *e-learning* sur la prévention et l'optimisation de la gestion des déchets qui a été mis à disposition des salariés. En France, on peut signaler également la fourniture de deux nouveaux *e-learnings* : « Prévenir la corruption », et « Les droits de l'homme en entreprise » récemment proposé en novembre 2016[2].

Edison propose également un *e-learning* en matière de lutte contre la corruption. Plusieurs filiales ont développé des formations et actions de sensibilisation aux problématiques liées aux droits de l'Homme et à l'éthique en direction des acheteurs chez EDF Trading, en direction des salariés et parties prenantes chez EDF Energy.

Les enjeux environnementaux et les engagements du Groupe en faveur du Développement durable sont très présents dans les parcours des nouveaux arrivants, ou lors des réunions d'accueil des prestataires. On peut noter en 2016 le lancement de l'application *My Serious App,* téléchargeable sur tablette ou *smartphone,* qui facilite l'intégration culturelle chez EDF, et comporte une centaine de questions sur le Développement durable. Dalkia a imaginé une modalité pédagogique originale sous forme de représentation théâtrale ; la séquence est incluse dans le parcours d'intégration des commerciaux, dans les formations au *management* ou proposée à l'occasion d'événements importants tels que la semaine du Développement durable. Filmée, la pièce est désormais visible par l'ensemble des salariés sur l'intranet.

Le volet sensibilisation des salariés s'est organisé autour des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) : changement climatique, développement humain, efficacité énergétique, précarité énergétique, dialogue et concertation, et biodiversité. Au second semestre 2016, ces ORE ont fait l'objet d'une sensibilisation en deux temps : une information à tous les *managers* sur les enjeux de ces objectifs ; puis une déclinaison auprès des salariés du Groupe via divers supports : réseaux intranet Vivre EDF On-Line ; réseau interne d'EDF Energy ; magazines *(Vivre EDF le Mag, Vivre EDF Group News).*

Pour partager des actions significatives en matière de lutte contre le changement climatique au sein des directions métiers et les filiales du groupe, une action spécifique a été engagée auprès des salariés tout le premier trimestre 2016. Près de 60 « solutions pour le climat » ont été publiées dans la communauté Développement durable de Vivre EDF On-Line.

Depuis dix ans, EDF s'appuie sur son partenariat avec l'association Fête de la Nature pour renforcer la sensibilisation de ses salariés aux enjeux de la biodiversité. En 2016 l'événement a mobilisé 27 sites en France métropolitaine et en outre-mer, qui ont organisé 67 manifestations. À cette occasion, leur est diffusé le journal EDF Fête de la Nature (20 000 exemplaires). La valorisation des partenaires biodiversité et des actions menées par les équipes avec eux sur le terrain sont au programme de l'édition 2016. La collection des « guides biodiversité » s'est enrichie d'un 7e guide. Dédié aux salariés d'EDF Énergies Nouvelles, ce guide traite des enjeux de biodiversité dans l'éolien et le solaire.

Un concours déchets a été organisé dans le cadre de la Semaine européenne de la réduction des déchets animée en France par l'ADEME. Pour sa 6e édition, le concours était ouvert au Groupe entier, avec un double objectif : mettre en avant le travail accompli à travers des exemples concrets de réduction des déchets et promouvoir les bonnes pratiques. Les sociétés du Groupe ont renforcé la sensibilisation de leurs équipes sur cette thématique : EDF Luminus, avec la publication de « 12 bonnes pratiques pour diminuer les déchets » ; EDF Démász, avec l'organisation d'une Journée de la Terre lors de laquelle sont recueillies les bonnes pratiques pour diminuer les déchets

1. *À la suite de ces évolutions, les formations sur l'éthique, le dialogue avec les parties prenantes, la biodiversité, la prévention et la gestion des déchets, ont été étoffées.*
2. *534 salariés ont utilisé ces nouvelles modalités pédagogiques.*

liés à leurs activités ; au Vietnam, chez MECO, la question de la gestion des déchets fait l'objet de réunions avec le personnel et les sous-traitants ; en France, la Division Production Ingénierie Thermique publie chaque année un Guide de prévention des déchets ; EDF Énergies Nouvelles a organisé plusieurs campagnes de sensibilisation aux éco-gestes dans plusieurs pays européens autour de la question de la gestion des déchets.

Mesure des effets des actions de formation et de sensibilisation

Les effets des actions de formation et de sensibilisation en matière de Développement durable sont mesurés annuellement par un baromètre interne auprès de plus de 4 000 salariés. Dans le cadre de leur travail, 89 % ont déjà entendu parler du Développement durable, 72 % d'énergie verte, 64 % d'efficacité énergétique. En France, 73 % des salariés (68 % en 2014) estiment désormais que le changement climatique est provoqué par l'activité humaine. 81 % des agents pensent qu'il est possible de lutter contre le changement climatique, (contre 77 % en 2014). 80 % se déclarent tout à fait ou plutôt favorables aux énergies renouvelables (92 % pour la biomasse, 91 % pour l'énergie géothermique, 90 % pour l'énergie solaire, 86 % pour l'éolien), mais aussi à l'énergie nucléaire (82 %). Sur le volet biodiversité, 31 % des agents interrogés déclarent avoir connaissance d'une action en faveur de la biodiversité mise en œuvre par leur unité ou par le groupe EDF. Cette proportion a doublé depuis 2010. Une démarche qui se diffuse dans le Groupe : EDF Energy a lancé auprès des salariés une grande étude sur le Développement durable, dont le résultat sera connu en 2017.

EDF intègre au sein des dispositifs de rémunération variable trois critères de responsabilité d'entreprise dans le calcul de l'intéressement des salariés, participant à hauteur de 60 % à l'intéressement global. Pour la période 2014-2016, les critères sont : la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments tertiaires (objectif annuel : - 1 000 tonnes d'équivalent CO_2 par an), le taux de salariés ayant suivi une formation de prévention des risques santé et sécurité (objectif annuel : plus de 45 %), et l'amélioration de la satisfaction client (objectif annuel : plus de 67,5 %). En 2014 et 2015 ces objectifs ont été atteints [1].

3.2.5.9 Communication et sensibilisation des publics externes au Développement durable

Les questions liées à l'énergie, aux enjeux environnementaux ou du Développement durable sont souvent mal connues du grand public, voire des décideurs politiques ou professionnels. Cela peut parfois conduire à un dialogue moins fluide, à la formation de perceptions a priori, et non justifiées par les faits, ou même à entretenir des pratiques inadaptées dans la manière de consommer l'électricité. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF, agissant sur la base d'une information scientifique, souhaite contribuer à l'information et la sensibilisation dans ces domaines, et porte une attention soutenue en direction des publics jeunes.

En lien avec CAP 2030, le groupe EDF a priorisé ses actions de sensibilisation des publics externes sur sa responsabilité d'entreprise et sur les six thèmes portés par ses nouveaux Objectifs RE : lutte contre le changement climatique, développement humain, efficacité énergétique, précarité énergétique, dialogue et concertation, biodiversité.

Changement climatique et opérations de proximité

Une campagne d'information par la preuve sur les enjeux du changement climatique et les moyens à mettre en œuvre pour décarboner l'économie a été mise en place sur Internet et relayée sur les réseaux sociaux (comptes Facebook et Twitter EDF, réseaux d'influenceurs spécialisés sur le Développement durable, etc.). Au-delà de la sensibilisation sur les enjeux mêmes du changement climatique, ont été mises en ligne plus de 50 « Solutions pour le climat » développées par EDF et ses filiales afin d'aider leurs clients à consommer mieux et moins et, *in fine,* à réduire leur empreinte CO_2. Cette campagne (plus de 140 000 pages vues) a présenté des initiatives concrètes menées en partenariat avec des villes et des territoires pour les accompagner dans leur transition énergétique, ainsi que des innovations pour accélérer le développement des énergies renouvelables et bas carbone.

Cette opération s'est accompagnée, en France, de la poursuite d'un cycle de « Conférences Climat Énergie » engagé à l'occasion de la COP 21, où des experts nationaux et internationaux viennent partager auprès de publics très ciblés (grandes entreprises, collectivités locales, représentants d'administration…) leur approche des enjeux climatiques et de la transition énergétique. Cinq conférences ont été organisées, sur les thèmes « Décryptage de l'accord de Paris », « Biodiversité et changement climatique », « Sécurité alimentaire et changement climatique », « Mise en œuvre de la transition énergétique », « Engagement des femmes en faveur du climat ».

En prise directe avec les parties prenantes de l'entreprise, les sites de production ont poursuivi leurs actions de proximité : enjeux de la décarbonation des mix énergétiques lors de l'édition 2016 des « Journées de l'industrie électrique » (16 000 visiteurs), sensibilisation aux enjeux de la biodiversité lors de la 10e Fête de la nature (5 000 visiteurs sur 27 sites participants), sensibilisation aux questions liées à la diversité avec l'ouverture en 2016 de 20 espaces découvertes devenus accessibles aux visiteurs à mobilité réduite, malvoyants et malentendants (programme « EDF dans tous les sens »). La centaine de sites nucléaires, thermiques et hydrauliques français a également maintenu l'ouverture des installations industrielles aux publics riverains et scolaires : 400 000 visites en 2016, intégrant systématiquement une conférence pédagogique sur leur fonctionnement et leurs impacts économiques et environnementaux. Des opérations similaires ont été mises en place par Tiru, et ont permis de sensibiliser plus de 1 000 visiteurs au tri des déchets ménagers et à la valorisation énergétique de l'incinération des déchets.

Dans les départements et territoires d'outre-mer, EDF a été partenaire du programme Watty dans les écoles, où les salariés d'EDF sont intervenus pour sensibiliser les enfants à réduire leur consommation d'eau et d'électricité. En Alsace, le groupe ÉS a lancé « ChasseOgaspi », un serious game digital gratuit destiné aux enfants de 4 à 9 ans.

La sensibilisation des jeunes publics aux enjeux de l'électricité et du Développement durable est un axe stratégique mené de longue date. Dans le cadre d'un partenariat signé en 2002 avec le ministère de l'Éducation nationale, EDF propose des conférences gratuites sur l'énergie, l'électricité et le Développement durable, pour les classes allant du primaire à la terminale. En lien avec les programmes scolaires, elles sont animées par un prestataire spécialisé en pédagogie. En 2016, 124 000 élèves ont bénéficié de ces conférences. L'entreprise met également des ressources pédagogiques à la disposition des jeunes et des enseignants, sur son site internet edf.fr/energie-a-z (plus de 800 000 visiteurs uniques).

Sensibilisation des clients aux économies d'énergie

Avec 27,8 millions de clients en France, EDF est un acteur important de la sensibilisation à la maîtrise de demande énergétique. L'entreprise a développé e.quilibre, un outil digital accessible sur le site internet edf.fr pour aider ses clients à analyser facilement leur consommation d'électricité et de gaz, et ainsi à mieux la maîtriser. Depuis leur ordinateur ou leur tablette, ils visualisent en euros et en kilowattheures les consommations de leurs équipements par type d'usages (chauffage, eau chaude, électroménager, etc.) et bénéficient de conseils et d'écogestes personnalisés pour adopter des comportements moins énergivores. Cette solution est désormais disponible pour près de 12 millions de clients. Courant 2016, une nouvelle fonctionnalité permet aux clients équipés du compteur Linky de se fixer un objectif annuel de consommation. En parallèle, 28 millions d'e-mails aidant les clients à mieux comprendre leurs consommations ont été envoyés dans l'année.

En Alsace, le groupe ÉS a lui aussi déployé un outil en ligne de suivi et d'analyse des consommations électriques (J-agis-sur-ma-facture.fr), par lequel l'entreprise délivre des conseils pour réaliser des économies d'énergie.

1. *Résultats 2016 à venir.*

3.2.6 MÉCÉNAT

Depuis près de 30 ans, au travers de son mécénat, le groupe EDF a marqué son engagement en faveur des actions portées par la société civile [1]. Avec 43 % de salariés engagés à titre personnel aux côtés des acteurs associatifs sur l'ensemble du territoire (selon une enquête interne), la Fondation d'entreprise exprime un attachement fort aux valeurs du Groupe que sont la solidarité, le respect et la responsabilité. Ainsi, chaque année, la Fondation accompagne près de 150 porteurs d'innovation sociale.

Depuis le 1er janvier 2016, la Fondation d'entreprise groupe EDF associe notamment au sein de son Conseil d'administration, EDF, EDF Énergies Nouvelles ou Dalkia dans une logique de mécénat de Groupe. Dotée d'un budget de 40 millions d'euros sur quatre ans, elle fait de la solidarité et du progrès les priorités de son action et peut s'appuyer sur l'engagement et l'excellence des savoir-faire des salariés pour accompagner les projets qu'elle soutient ou met en œuvre directement comme pour son programme de solidarité internationale favorisant l'accès à l'énergie (65 missions portées par 36 salariés dans 17 pays). La Fondation anime également un espace qui propose gratuitement un cycle d'expositions et de rencontres (42 000 visiteurs pour ElectroSound).

La Fondation groupe EDF est ainsi un partenaire fidèle du Téléthon qui finance des projets de recherche sur les maladies génétiques neuromusculaires rares grâce à la mobilisation de centaines de salariés qui collecte localement des dons ou au travers du mécanisme de dons d'heures. Elle accompagne le déploiement du réseau des Écoles de la deuxième chance qui favorise l'insertion des jeunes et a organisé un hackathon au profit de ce partenaire en vue de définir des solutions numériques innovantes. La Fondation contribue également au fonds Agir pour l'emploi dans le cadre d'un dispositif d'abondement original : 13 000 salariés du Groupe ont fait un don en faveur de l'insertion professionnelle, abondé par l'ensemble des filiales du Groupe. De nombreux projets de recherche médicale (Clinatec et Institut de la Vision) sont également soutenus ou encore des actions de sensibilisation des plus jeunes aux matières scientifiques (Sciences ouvertes et Fermat Sciences).

La Fondation organise les Trophées des associations qui récompensent, depuis 2010 à chaque édition, 90 actions exemplaires en faveur des jeunes portées par des petites et moyennes associations mais aussi, depuis deux ans, 20 projets associatifs portés par les salariés eux-mêmes. Des marathons *pro bono* sont également proposés aux salariés du Groupe (50 participants) pour aider des associations à développer leurs projets associatifs. Au total, ce sont ainsi 95 salariés (soit 715 jours de mobilisation), hors bénévolat de compétences, que la Fondation Groupe a contribué à mobiliser en faveur de l'intérêt général en 2016.

En Grande-Bretagne, EDF Energy axe sa politique de mécénat sur le Développement durable et le soutien aux communautés locales. EDF Energy accorde à ses employés deux jours par an pour mener des actions de volontariat au sein de leurs communautés locales, en soutien aux écoles et aux organisations caritatives ou à but non lucratif. Par ailleurs, ses employés ont contribué à lever des fonds pour l'association caritative partenaire de l'entreprise, Marie Curie, dont le but est d'apporter des soins aux personnes en phase terminale de maladie et leurs familles.

En Italie, les activités de mécénat d'Edison s'inscrivent dans une stratégie de responsabilité d'entreprise et impliquent les salariés dans des missions de bénévolat. Edison a ainsi choisi de s'adresser en particulier aux jeunes générations pour promouvoir la culture du Développement durable, à travers les écoles, grâce aux projets avec d'importantes associations environnementales, le monde de la musique et du cinéma.

3.3 Ressources humaines

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF, un élément clé de la performance du Groupe.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF se doit de rester 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. Le Groupe cherche également à être exemplaire en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, afin d'instaurer une performance durable.

Dans le cadre du lancement des nouveaux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise du Groupe que ce dernier a publiés, la Direction des Ressources Humaines a choisi de valoriser trois axes reflétant plus particulièrement son engagement responsable : la santé sécurité, l'égalité hommes-femmes et l'ascenseur social. Ces trois axes présents dans l'Ambition Humaine seront développés dans les chapitres s'y référant.

Partout où le Groupe opère, la santé et la sécurité de ses salariés comme celles de ses sous-traitants sont une priorité absolue. En France comme à l'international, EDF, groupe intégré, agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social intégrité et respect des droits fondamentaux.

L'« Ambition Humaine », adossée à la stratégie CAP 2030 du Groupe, repose sur cinq piliers détaillés en actions concrètes :

- développer une culture du numérique et de nouveaux modes de travail ;
- responsabiliser et simplifier les modalités de travail ;
- développer et adapter les compétences ;
- transformer le modèle de reconnaissance ;
- être une référence en santé et sécurité.

3.3.1 L'EXCELLENCE PROFESSIONNELLE : EMPLOI ET DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

3.3.1.1 Les effectifs Groupe en 2016

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à près de 154 845 personnes au 31 décembre 2016 dont 68 464 pour EDF, 38 742 pour Enedis et 47 639 pour les autres filiales et participations du Groupe qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Ces effectifs sont en baisse par rapport à fin 2015, dans un contexte de niveau durablement bas des prix de l'énergie et de pression concurrentielle liée à la libéralisation des marchés.

Effectifs du Groupe en France

Au sein d'EDF SA, dans un contexte de baisse des effectifs engagée depuis 2015, la répartition des effectifs évolue au regard des enjeux industriels de l'entreprise (Grand carénage, EPR), de la concurrence commerciale accrue à laquelle elle est confrontée ainsi que des efforts de productivité et de simplification engagés dans le domaine tertiaire par l'ensemble des Directions de l'entreprise qui recherchent une plus grande ouverture sur l'innovation et le numérique. Le domaine technique concentre ainsi en 2016 une proportion croissante des effectifs (supérieure à 60 %).

1. *http://fondation.edf.com/.*

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs du Groupe en France au cours des trois derniers exercices :

	2016	2015	2014
EDF	**68 464**	**71 580**	**72 181**
Production et Ingénierie	40 843	41 789	41 545
Commerce	9 667	10 860	11 543
Fonctions centrales	10 801	11 450	11 473
Systèmes Énergétiques Insulaires	2 986	2 985	3 005
CDI et CDD non statutaires	4 167	4 496	4 615
Enedis (ancien ERDF)	**38 742**	**39 030**	**38 859**
Autres filiales France :	**22 497**	**22 796**	**21 067**
Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, G2S	6 981	6 760	6 860
Dalkia, Citelum	15 516	16 036	14 207
TOTAL FRANCE	**129 703**	**133 406**	**132 107**

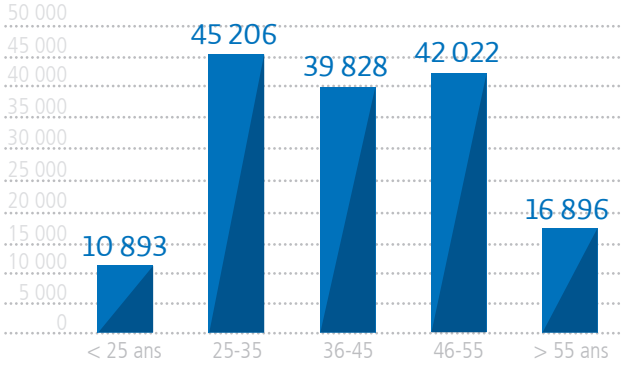
Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2016	2015	2014
EDF Energy (Royaume-Uni)	**13 404**	**13 920**	**14 716**
EDF Trading (Royaume-Uni)	**966**	**988**	**1 011**
Edison (Italie dont Fenice [1])	**4 949**	**3 066**	**3 101**
Autres filiales étrangères :	**5 823**	**7 732**	**7 226**
Europe de l'Est	3 797	3 938	4 257
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	1 708	3 467	2 804
Asie-Pacifique	213	224	76
Amériques	105	103	89
TOTAL INTERNATIONAL	**25 142**	**25 706**	**26 054**

(1) Les effectifs d'Edison intègrent les effectifs de Fenice sur la période du 1er avril au 31 décembre 2016.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges dans le Groupe en 2016 (France et hors France) :

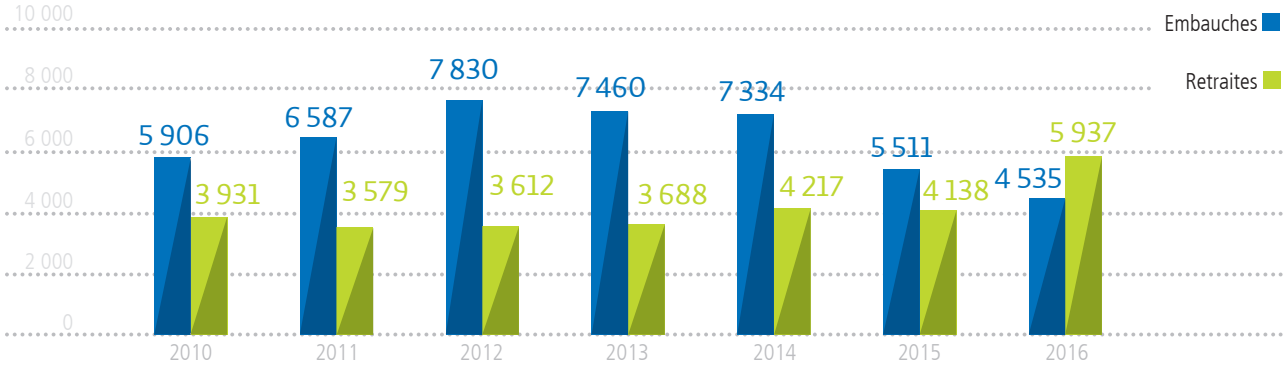


3.3.1.2 Les niveaux de recrutement en 2016

L'année 2016 marque un tournant dans la dynamique de recrutement du Groupe. Si les volumes d'embauches se maintiennent à un niveau important (supérieurs à 7 700), ils affichent une tendance baissière (- 13 % environ).

Au sein d'EDF SA, après une période 2010-2015 marquée par d'importantes campagnes de recrutement nécessaires pour faire face aux nombreux départs à la retraite, l'entreprise a réorienté début 2016 sa politique de l'emploi et entend privilégier la mobilité interne par rapport aux recrutements externes, afin d'optimiser les ressources déjà présentes et développer les parcours professionnels de ses salariés. Les recrutements 2016 en retrait de 30 % environ sont ciblés prioritairement sur les métiers rares, en tension ou en développement. Le domaine technique et celui des Systèmes d'Information concentrent l'essentiel des recrutements (plus de 85 %).

Le graphique ci-dessous présente les recrutements externes effectués ainsi que les départs à la retraite observés depuis 2010 dans les sociétés du Groupe dont le siège est situé en France (hors Dalkia et Citelum).



Une attractivité du groupe EDF maintenue à haut niveau en 2016

En 2016, la priorité a été donnée à la mobilité interne [1] par rapport au recrutement avec des viviers internes mieux qualifiés afin de gérer la décroissance de certains métiers. Les évolutions de structure de nos recrutements (moins d'ingénieurs et toujours beaucoup de techniciens) et la maîtrise de nos coûts ont conduit à repenser nos événements liés aux recrutements.

La part des cadres dans les recrutements externes est passée en dessous de la barre des 50 %. Fin octobre 2016, en raison de la baisse des recrutements et du maintien d'une présence importante des alternants, près de 40 % des embauches concernait d'anciens apprentis.

Le site « EDF recrute » continue d'attirer chaque année environ 3 millions de visiteurs ; en 2016, 300 000 candidatures ont été déposées en ligne. L'écosystème digital autour du site s'est également renforcé. Le compte LinkedIn associé enregistre en fin d'année 2016 plus de 150 000 abonnés. Ainsi, le taux d'engagement des internautes continue d'augmenter.

L'attractivité d'EDF comme employeur constitue toujours l'enjeu majeur, d'autant que les recrutements, en étant moins nombreux, deviennent pour les équipes le moyen de se doter de compétences plus pointues et plus spécifiques, non disponibles sur le marché interne de l'emploi.

Les résultats des enquêtes menées auprès des étudiants en école d'ingénieurs montrent qu'EDF résiste à une certaine désaffection du secteur en se classant à la cinquième place du classement « Ingénieurs » d'Universum (derrière Airbus, Google, Thales et Dassault Aviation), à la cinquième place chez Trendence (devant Dassault) et à la troisième place de l'enquête « Étudiants et jeunes diplômés ingénieurs » administrée par QuatreVents.

Ce maintien d'une solide attractivité s'accompagne cependant d'alertes : si les étudiants manifestent très majoritairement leur intérêt pour les énergies nouvelles, les filières de formation d'ingénieurs ont commencé à émettre des alertes sur un déficit d'attractivité du nucléaire, en raison de l'accident de Fukushima, mais aussi des difficultés d'AREVA, des retards sur les chantiers de l'EPR et des annonces de fermetures de centrales nucléaires.

La robustesse de notre stratégie de marque employeur a malgré tout permis à tous nos métiers de recruter au meilleur niveau en 2016.

À l'été 2016, le contenu du site carrière d'EDF a évolué par rapport à 2015 en intégrant les services digitaux qu'un candidat est en droit d'attendre d'une entreprise en pointe, notamment la géolocalisation des offres et des alertes personnalisées.

Parallèlement, la proximité à l'égard des candidats étudiants et jeunes diplômés continue d'être renforcée : organisation de sept *chats* dans l'année (*chat* vidéo et *chat live*), réalisation de deux événements majeurs auprès des étudiants de l'ENSIEEHT et de l'ENSE3, comprenant deux présentations en amphithéâtre, organisation de quatre défis ingénieurs.

EDF a participé le 4 juin 2016, pour la deuxième année, au challenge du « Monde des grandes écoles et universités » (CMDGE), un événement partagé avec sept autres grandes entreprises (ADP, Atos, Disney, Generali, Lagardère, Nestlé et Renault), qui combine forum des métiers, sport et handicap. La participation au CDMGE cessera néanmoins en 2017 au profit d'investissements plus agiles, orientés à la fois vers l'externe et vers l'interne du Groupe.

Enfin, le travail d'optimisation des relations avec l'enseignement supérieur et la recherche a permis de prioriser les actions en direction des grandes écoles d'ingénieurs et des universités, organisées avec l'appui du réseau des quelque 1 400 ambassadeurs d'« EDF *Graduates Network* ».

Les projets de numérisation des liens avec les étudiants tout au long de l'année ont complété efficacement en 2016 les relations directes avec ces derniers sur les forums ou campus, par la mise en ligne, directement sur les sites des écoles, des offres de stage et d'alternance.

Par ailleurs, le Comité des partenariats a décidé la création d'une « Commission ESR » (enseignement supérieur et recherche), présidée par la DRH Groupe. Celle-ci assure un pilotage resserré des partenariats avec l'enseignement supérieur (chaires, subventions et soutiens aux enseignements, taxes d'apprentissage, contrats de recherche). Elle offre enfin une vision claire et partagée des différents enjeux et niveaux de financement.

Ces plans d'action traditionnels doivent être poursuivis. Cependant, dans le nouveau contexte d'employabilité des salariés du Groupe et de moindre attractivité de nos cœurs de métier, il est complété par des développements nouveaux :

- à l'interne, la mise en place d'une nouvelle offre de service aux unités : le *Sourcing* Interne est un dispositif d'appui aux entités qui recherchent une compétence dans le cadre d'une mobilité interne. À la demande de ces entités, une équipe centralisée de quatre *sourcing partners* assure le *sourcing*, l'évaluation et propose une *short-list* de candidats ;
- à l'externe, l'évolution programmée de notre stratégie de digitalisation du réseau *Graduates* en lien étroit avec les prospectives des métiers, et l'investigation des moyens de communication et d'apprentissage de nos populations cibles : *serious games, chats,* COOC…

1. *Décision du 1er février 2016 : EDF SA : Privilégier la mobilité interne par rapport au recrutement externe.*

Un accueil et une intégration organisés et renforcés, appréciés par les nouveaux salariés

Dans un contexte de renouvellement des compétences, le groupe EDF a massivement recruté ces dernières années. Ainsi, près de 11 000 nouveaux collaborateurs par an ont rejoint le Groupe entre 2010 et 2015 et près de 7 724 en 2016.

Le dispositif d'accueil progressif au sein du Groupe se déploie sur trois ans.

Il privilégie d'abord, la première année, une intégration locale dans l'unité. Puis, l'intégration se poursuit, la deuxième année, au niveau national, dans la Direction métier ou dans la société, avec un éventuel accès à des formations spécifiques. Pour les cadres, une intégration au niveau international complète le dispositif dans le cadre d'un événement *2days2gether* auquel participent de nombreux dirigeants. Cet événement permet de découvrir les différents métiers et sociétés, les enjeux et la stratégie du Groupe ainsi que les possibilités de parcours professionnels. Une application digitale a été par ailleurs mise en place pour que chaque nouvel embauché, quel que soit son collège et son métier, puisse acquérir de manière ludique une culture générale du secteur de l'énergie, mieux comprendre l'environnement du Groupe, s'approprier les chiffres et notions clés et développer un réseau de contacts, au-delà de son seul site géographique.

3.3.1.3 Le développement des compétences : préparer l'avenir

Tout au long de son histoire, EDF a su miser sur le développement des compétences de ses salariés pour soutenir son projet industriel. Le professionnalisme des femmes et des hommes du Groupe s'est avéré déterminant pour assurer ses missions de service public, garantir la sûreté et la performance de ses installations, développer la satisfaction de ses clients, et faire d'EDF une référence mondiale dans l'énergie et la croissance bas carbone.

Aujourd'hui, de nouveaux défis, inédits, se présentent au Groupe, qui doit s'adapter à un contexte industriel et technologique complexe et en forte évolution. La stratégie CAP 2030 donne l'orientation pour que l'entreprise se transforme et relève ces défis, en particulier via l'allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires, la réussite du nouveau nucléaire, la croissance des énergies renouvelables et l'essor des services énergétiques et des offres numériques. La réussite de ces transformations passera par l'Ambition Humaine qu'elles sous-tendent. Il s'agira à la fois de disposer des bonnes compétences au bon endroit au bon moment, mais aussi d'améliorer l'efficacité de l'investissement sur la formation, par des modalités pédagogiques de plus en plus diversifiées et une attention renforcée à l'impact des formations dispensées. Ainsi, le Groupe a consacré en 2016 un budget important de plus de 663 millions d'euros à la formation de ses salariés.

Dans ce contexte, l'année 2016 aura été marquée par la mise en œuvre de plusieurs transformations clés sur le champ de la formation :

- la politique Groupe « Formation & développement des compétences », signée fin 2015 par Jean-Bernard Lévy, a été déployée dans les différentes entreprises du Groupe. Elle se décline en objectifs très concrets, destinés à mieux anticiper les besoins en compétences, à développer la performance de la formation et à mieux accompagner les salariés dans leur parcours, pour plus de mobilité et une meilleure employabilité. Elle présente notamment l'ambition de développer la formation digitale à hauteur de 20 % des volumes de formation globaux du Groupe en 2020, ou encore d'évaluer 30 % des programmes de formation sur leur impact en situation de travail ou sur leur contribution à l'amélioration de la performance opérationnelle ;
- le campus Groupe de Saclay a ouvert ses portes en août 2016. Situé sur le plateau de Saclay, au voisinage des équipes de recherche d'EDF Lab ainsi que d'écoles et d'universités prestigieuses, ce campus se veut résolument ouvert sur son environnement, extrêmement riche sur le plan des apprentissages et de l'innovation. Le campus se veut lui-même très innovant, à l'image de nouveaux espaces aménagés pour bousculer les habitudes et favoriser la réflexion (salles de créativité, de *co-working* dynamique, espace d'innovation pédagogique ouvert à tous les formateurs…). Ce campus s'ajoute notamment à ceux de Cannington Court, inauguré en 2015 par EDF Energy à proximité du futur EPR de Hinkley Point C, et de Lomme, piloté par Dalkia et concentré sur les services énergétiques ;
- la numérisation de la formation s'est renforcée, pour toucher plus facilement plus d'apprenants, à distance, en toute sécurité, sur des cursus de plus en plus modernes et partagés (réalité virtuelle et augmentée, simulateurs, MOOC, *serious games,* modules *e-learning,* etc.). Ces actions s'adressent à la fois aux salariés du Groupe, mais aussi à une part croissante de ses sous-traitants ;
- les Académies des Métiers, chargées d'adapter et d'optimiser l'offre de formation du Groupe, se sont développées. Deux nouvelles Académies sur les Services énergétiques et le *Contract Management,* sont venues s'ajouter en 2016 aux 14 Académies déjà présentes sur les autres métiers du Groupe en France. Cette démarche s'est étendue en 2016 au Royaume-Uni avec 7 Académies désormais pilotées par EDF Energy.

Par ailleurs, pour préparer au mieux l'avenir, un nouvel accord vient d'être signé à EDF SA, sur l'adaptation, la transmission et le développement des compétences entre 2016 et 2019, en lien avec la stratégie du groupe CAP 2030. Cet accord regroupe, pour la première fois chez EDF, un large périmètre intégrant gestion prévisionnelle des emplois et compétences, mobilité, parcours professionnels, formation, alternance et contrat de génération. Il assurera notamment la promotion des différentes modalités de développement des compétences (plan de formation, Compte Personnel de Formation abondé dans certaines situations…) et veillera à la qualité de ses formations, en évaluant mieux leur impact, et à la diversification de ses modalités d'apprentissage, en particulier via la digitalisation de la formation.

L'Université Groupe Management (UGM), créée en 2010, est destinée à former les 29 000 *managers*, dirigeants et talents du Groupe. Elle figure parmi les 17 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP *(Corporate Learning Improvement Process),* ce qui la place parmi les meilleures universités d'entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. Elle permet de développer les compétences des *managers* du Groupe en matière de *leadership, management,* conduite du changement et stratégie au moyen de formations éprouvées et des outils pédagogiques modernes (formations digitales et multimodales *coaching,* co-développement). Aujourd'hui, l'UGM professionnalise des *managers* de pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe centrale et aussi Amérique.

En 2016, l'UGM a élargi les accès à la plateforme *e-learning* de l'Université Groupe à des *managers* du Brésil, du Maghreb et d'Amérique du Nord qui comptent près de 9 000 apprenants actifs. En 2016, cette plateforme a permis de délivrer plus de 23 000 heures de formation avec notamment une formation certifiante très suivie sur la « Prévention du risque de corruption ». L'UGM propose une cinquantaine de formations et forme annuellement plus de 1 500 *managers* en salle. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe.

En 2016, près de 1 000 dirigeants et talents ont bénéficié des formations UGM.

Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

Parmi les nouveaux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise endossés par le Groupe, EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain, avec notamment l'ambition de construire l'ascenseur social de demain.

Pour y contribuer, EDF mise sur le potentiel de ses salariés, quel que soit leur niveau, en investissant sur des formations promotionnelles diplômantes. Celles-ci sont organisées chaque année pour permettre à des salariés d'accélérer leur carrière et de changer de collège, via l'obtention d'un diplôme.

Cette forme d'ascenseur social est un véritable marqueur du Groupe, qui a fait ses preuves :

- plus de 35 % des 35 000 cadres actuels du groupe EDF en France sont en effet devenus cadres au cours de leur parcours professionnel ;
- près de 1 000 salariés du Groupe ont intégré une formation promotionnelle diplômante ces six dernières années, dont 143 entrées en 2016 ;
- 161 ont été diplômés la même année.

Parmi les dispositifs les plus innovants, EDF a notamment développé le cursus original « Cap Exécution Cadre » permettant aux salariés du collège exécution de devenir cadre en quatre ans. Plus de vingt salariés suivent actuellement ce tout nouveau cursus.

L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur

Le groupe EDF s'est engagé historiquement en faveur de l'alternance qu'il considère comme une voie d'excellence de la formation, de la professionnalisation et de l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi. Aussi, depuis la signature du premier accord sur l'alternance en 2010, le groupe EDF, et plus particulièrement EDF SA et Enedis, va au-delà des obligations légales pour l'accueil des alternants, leur suivi et leur accompagnement vers l'emploi.

Les résultats de l'année 2016 s'inscrivent dans cette dynamique avec 6 000 alternants présents fin 2016 au sein du groupe EDF, dont 3 380 alternants à EDF et 1 730 à Enedis. Parmi les alternants ayant terminé leur contrat, 97 % ont obtenu leur diplôme et 86 % ont trouvé un travail ou une formation à l'issue de leur contrat avec EDF.

Les actions menées par le Groupe en 2016 confortent cet engagement :

- des actions innovantes ont été lancées, telles que le *speed dating* virtuel avec Pôle Emploi (pour mieux accompagner les alternants vers l'emploi) ou l'expérimentation de questionnaire interactif basé sur du *Big Data* (pour améliorer la sélection des alternants) ;
- des actions d'accompagnement vers l'emploi des alternants qu'elle n'embauche pas ont été poursuivies, telles que l'organisation de *speed dating* avec les prestataires du Groupe, l'offre de prestations de cabinets spécialisés dans le recrutement, l'aide à la création d'entreprise pour les alternants ayant un projet, l'organisation d'ateliers en coopération avec Pôle Emploi ou l'adhésion à la plate-forme interentreprises « Engagement jeune » qui permet aux alternants d'EDF de déposer leur curriculum vitae avec des recommandations de leur tuteur ;
- dans le périmètre d'EDF SA, l'accord Compétences signé avec trois organisations syndicales engage l'entreprise pour les trois années à venir à accueillir plus de 5 % d'alternants dans ses effectifs et réaliser au moins 25 % des recrutements à partir des effectifs en alternance présents dans l'entreprise.

Témoignage de cet engagement du Groupe en faveur de l'alternance, Jean-Bernard Lévy a pris, à l'automne 2016, la présidence de la Fondation Innovations pour les apprentissages, dans laquelle s'investissent de grands groupes présents sur le territoire français.

3.3.1.4 Une gestion de carrière adaptée

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système de référence en matière d'identification des talents. La politique Groupe « Talents » de 2011 fait l'objet d'une revue dans les différentes filiales du Groupe.

Par ailleurs, la gestion des parcours des dirigeants est organisée sous le contrôle du Groupe. Des *people review* par métier et par zone géographique sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination à des postes appropriés.

La gestion des parcours professionnels des salariés

La nouvelle politique Groupe « Formation & développement des compétences », signée fin 2015, intègre plusieurs objectifs liés à l'accompagnement des salariés dans leurs parcours, ainsi qu'à leur mobilité et à leur employabilité.

Cette politique systématise notamment, dans toute entreprise du Groupe, un entretien annuel sur le projet professionnel de chaque salarié. Elle vise également à ce que chaque salarié, quelle que soit son entité, puisse être accompagné, s'il le souhaite, dans la construction de son parcours professionnel. Enfin, le suivi des salariés sans formation depuis trois ans ou plus est étendu dans l'ensemble du Groupe.

Ces pratiques sont déjà bien ancrées dans le Groupe. En 2016, 83 % des salariés du Groupe ont bénéficié d'un entretien, permettant notamment au salarié d'échanger avec son *manager* sur son projet professionnel et ses besoins de formation.

En 2016, le Groupe a poursuivi la modernisation des outils d'aide à la mobilité et à l'accompagnement des parcours professionnels :

- mise à disposition de « Cart'Emploi », à l'été 2016, outil de géolocalisation des sites avec indication des postes disponibles ;
- évolution des « fiches profil » des salariés sur l'intranet, permettant désormais à chacun de valoriser l'ensemble de ses expériences et compétences, développées en interne comme en externe ;
- lancement, en décembre 2016, de la plateforme *Mobileasy,* proposant des services numériques destinés à aider le salarié à chaque phase de son projet de mobilité, et à favoriser la rencontre entre l'offre et la demande de compétences.

Cette gestion des parcours professionnels est renforcée, en 2016, par la signature d'un nouvel accord à EDF SA, sur l'adaptation, la transmission et le développement des compétences entre 2016 et 2019. Cet accord renforce notamment l'accompagnement des salariés dans leur parcours, en développant les moyens à leur disposition : plateforme numérique, salons emploi, accès facilité aux conseillers parcours professionnels, etc.

Au-delà des actions mises en œuvre pour fluidifier les parcours internes au sein du Groupe, EDF accompagne également ses salariés qui ont des projets de parcours externes.

En effet, parmi les nouveaux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise endossés par le Groupe, EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain, avec notamment l'ambition de construire l'ascenseur social de demain. Pour EDF, l'ascenseur social c'est également aider des salariés à créer ou reprendre une entreprise.

Cette démarche d'« essaimage » est pour EDF un levier permettant de diversifier les parcours professionnels, et de développer certaines compétences spécifiques (audace, capacité à innover…) ainsi que la culture entrepreneuriale. C'est également une façon, pour l'entreprise, de renforcer son engagement en faveur du développement économique et de la création d'emplois dans les territoires, chaque « essaimé » créant en moyenne 3 emplois.

Près d'une centaine de salariés sont accompagnés chaque année dans leur projet de création d'entreprise. Depuis 1998, plus de 1 300 entreprises ont ainsi été créées par des salariés du Groupe.

EDF a par ailleurs lancé « Altern'Up », une démarche unique en France, destinée à accompagner des alternants envisageant de créer ou de reprendre une entreprise. Sur la vingtaine de projets accompagnés depuis 2014, près de 10 *start-up* ont déjà été créées par d'ex-alternants d'EDF.

Quatre autres grandes entreprises ont rejoint cette démarche en 2016 (Thales, Sanofi, Schneider Electric et Air France), et Jean-Bernard Lévy a remis, le 13 octobre 2016, le premier « Grand prix des alternants créateurs d'entreprises », en présence de Clotilde Valter, secrétaire d'État chargée de la Formation professionnelle et de l'Apprentissage.

La gestion des âges

L'année 2016 a été l'année de renouvellement du contrat de génération d'EDF SA dans le cadre d'un accord triennal « Compétences » intégrant également les champs de la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) et de la formation.

Par ailleurs, des actions du domaine Diversité ont été consacrées à la prévention des discriminations et la lutte contre les stéréotypes associés à la notion de génération ainsi qu'à la coopération intergénérationnelle :

- mise en place d'une formation « Âges et travail – la coopération intergénérationnelle dans un contexte professionnel » ;
- élaboration d'un tableau de bord visant à identifier d'éventuels écarts de situation selon les classes d'âges des indicateurs dans différents domaines RH et *management* (santé, formation, reconnaissance, mobilité) ;
- travaux menés dans des Directions métier sur la transmission croisée des compétences et la capitalisation collective des rapports d'étonnement sur les sujets responsabilisation, innovation, simplification en lien avec l'Ambition Humaine de la stratégie CAP 2030.

3.3.2 LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ DE NOS SALARIÉS ET DES SALARIÉS DE NOS PRESTATAIRES, UNE PRIORITÉ ABSOLUE

3.3.2.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Une revue Groupe santé-sécurité a lieu chaque année.

En 2015, lors de la première revue annuelle Groupe, les grandes orientations stratégiques santé et sécurité du programme CAP 2030 ont été définies. Le Groupe a pour objectif l'éradication des accidents mortels, la réduction du nombre d'accidents et la lutte contre l'absentéisme. Cette ambition forte pour les années à venir se décline dans toutes les sociétés du Groupe afin de :

- faire de la santé et de la sécurité un engagement majeur du Groupe et une composante essentielle de sa culture ;
- placer les *managers* au cœur du déploiement de la politique santé sécurité ;
- responsabiliser tous les salariés au quotidien : par exemple, en 2016, à EDF SA, plus de 20 200 salariés ont suivi une formation à la santé-sécurité ; et à Dalkia une application « Échap & Belle » a été mise à disposition de chacun pour faire remonter les situations dangereuses rencontrées. Cette application a été primée par le Groupe (prix Pulse 2016) ;
- préserver et promouvoir la santé de tous : salariés, prestataires, clients et riverains.

En 2016, la thématique santé sécurité fait d'ailleurs partie intégrante de l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 par lequel le Groupe s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain.

Éradiquer les accidents mortels, diminuer le nombre d'accident et réduire l'absentéisme au travail

Éradiquer les accidents mortels liés au travail

C'est la première ambition fixée avec force en 2015 pour les salariés et les prestataires du Groupe.

En 2016, 10 décès au total sont intervenus dans le Groupe : 6 liés au travail et 4 du fait de malaises. Ce chiffre est en diminution par rapport aux années précédentes (16 décès en 2015, dont 12 liés au travail et 4 malaises). En 2016, ces décès concernent essentiellement des salariés prestataires (9 sur 10).

(Données Groupe)	2016	2015	2014
Nombre total de décès salariés et prestataires	10 (1)	16	15
dont nombre de décès salariés :	*1*	*3*	*4*
dont nombre de décès prestataires :	*9*	*13*	*11*

(1) Avec 6 décès liés au travail et 4 décès liés à d'autres causes (malaises).
Les 6 décès liés au travail sont : 2 noyades, 1 chute de hauteur, 1 décès lié à une explosion, 1 électrisation et 1 décès lors d'un chantier en bord de route.

En 2016, tout comme en 2015, le Groupe poursuit son engagement sur les 10 règles vitales, sélectionnées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années, que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage.

Pour continuer à développer la culture sécurité, d'autres initiatives ont été prises ou poursuivies en 2016 (mise à disposition des *managers* d'un outil de formation, diffusion de retours d'expérience vidéo à la suite d'accidents graves – Royaume-Uni, Pologne – diffusion d'un message « sécurité » au début des réunions). L'élaboration d'exigences managériales dans le domaine de la santé sécurité communes au Groupe a été lancée en 2016 afin que celles-ci soient mises en œuvre en 2017.

Les accidents du travail

Dans le cadre de la politique Groupe, EDF s'est engagé en 2014 à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés entre 2012 et 2017.

En 2016, le Groupe enregistre une amélioration progressive du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées. Les temps d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente).

(Données Groupe)	2016	2015 (1)	2014
Taux de fréquence salariés du Groupe	2,7	3,2	3,1

(1) Le taux de fréquence 2015 prend en compte l'intégration de 7 nouvelles sociétés au sein d'EDF Luminus et Dalkia. À périmètre équivalent à celui de 2014, le taux de fréquence 2015 est de 2,9, en ligne avec les objectifs fixés.

Depuis 2015, chaque entité du Groupe suit l'accidentologie de ses prestataires, à l'instar de ce qui se faisait déjà depuis plusieurs années dans certaines entités du Groupe.

L'absentéisme au travail

Parmi les axes de travail retenus, la prévention des troubles anxiodépressifs, du stress et des troubles musculosquelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, ont fait l'objet d'initiatives au niveau Groupe en 2014, 2015 et 2016

En 2015, un guide sur la prévention des TMS a été élaboré et diffusé dans chaque entité du Groupe et vient compléter la panoplie de guides déjà réalisés et diffusés, sur les thématiques de la prévention des pratiques addictives, de la santé et de l'allongement de la vie professionnelle, ou du maintien et du retour à l'emploi des personnes en état de vulnérabilité psychique.

En 2016, une semaine santé sécurité Groupe a été dédiée à la prévention des TMS, dans le prolongement des actions initiées en 2015.

La santé au travail, un axe majeur

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. Ainsi, EDF emploie en France 90 médecins du travail et 156 infirmiers. Enedis, pour sa part, emploie 60 médecins du travail et 105 infirmiers. Le Groupe emploie également des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en secourisme, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention primaire et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail.

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et Enedis) mettent en avant, comme principales causes de maladies professionnelles, l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante. Une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF ont été instaurés. EDF a également fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation. Pour une description de procédures en cours, voir la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-avant.

Les rayonnements ionisants

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. En France, la dose individuelle annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans ; au Royaume-Uni, elle a suivi la même décroissance, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume-Uni, en 2016 et ceci depuis 2003, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2016, la dose collective moyenne est de 0,76 homme-sievert par réacteur (0,71 et 0,72 homme-sievert par réacteur en 2015 et 2014). Ce très bon résultat, meilleur que l'objectif, est le fruit de l'optimisation des chantiers et des activités. C'est également la conséquence des prolongations d'arrêt intervenues en 2016, qui ont engendré une baisse de la dose enregistrée par rapport au prévisionnel de début d'année.

Au Royaume-Uni, en 2016, la dose collective moyenne est de 0,55 homme-sievert pour le réacteur REP et de 0,02 homme-sievert par réacteur pour ceux de type AGR *(advanced gas reactors)*.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA *(As Low as Reasonably Achievable)* de maîtrise de la dosimétrie collective pour tenir compte des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont à amener au niveau des meilleurs et de poursuivre les efforts de maîtrise et de réduction des doses sur les métiers les plus exposés.

3.3.2.2 Faire de la santé au travail un objet de dialogue social

Dans le Groupe, le dialogue social en matière de santé au travail intervient à trois niveaux :

- l'échelle européenne (présentation des actions engagées au cours de l'année au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen) ;
- au niveau du Groupe en France (avec la présentation des sujets et chiffres clés de l'année au Comité de Groupe France) ; et
- à l'échelle d'EDF, avec un Groupe national de santé au travail émettant des recommandations sur quatre thèmes que sont : la prévention du risque amiante, l'impact des évolutions des métiers au sein des équipes médicales, l'élaboration d'un plan d'action santé au travail et la communication sur la santé au travail.

En 2015, la présentation des nouvelles orientations stratégiques du Groupe, découlant du programme CAP 2030, a été réalisée devant les différentes instances du groupe EDF (CCE d'EDF, Comité d'entreprise européen et Comité de Groupe France).

En 2016, un travail commun sur la santé sécurité a été réalisé avec le Comité d'entreprise européen et un point d'avancement des orientations stratégiques santé sécurité a été présenté dans toutes les instances.

3.3.2.3 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La qualité de vie au travail recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie. Elle constitue un levier pour améliorer conjointement la santé des salariés et la performance des organisations.

En 2016, des programmes ont été mis œuvre dans les principales sociétés du Groupe, par exemple, *wellness@work* à Edison, *well-being* à EDF Energy, un partenariat avec l'ANACT (Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail) avec le gestionnaire de réseau Enedis. EDF SA a signé une série de trois accords, sur le temps de travail des cadres, le télétravail et l'organisation du travail. Chacun d'entre eux porte des innovations en matière de qualité de vie au travail dans le cadre de l'Ambition Humaine du Groupe « simplifier, responsabiliser, innover » : plus de 25 000 cadres concernés par l'accord sur le temps de travail bénéficient de dispositions qui

leur permettent d'être plus autonomes dans l'organisation de leurs activités ; par ailleurs, le télétravail est désormais ouvert à plus de 20 000 salariés après qu'une phase de concertation dans les métiers a permis de définir les activités éligibles au télétravail ; enfin les modalités du droit à la déconnexion ont été définies par l'accord Organisation du travail qui confirme par ailleurs la création d'un observatoire de la qualité de vie au travail. Celui-ci permet de repérer les meilleures pratiques en matière d'organisation du travail mais également de prévention des risques psychosociaux (RPS).

Concernant spécifiquement la prévention des RPS, au sein d'EDF SA et outre l'observatoire de la qualité de vie au travail, l'accord organisation du travail propose des actions de prévention primaire (étude d'impact socio organisationnel et humain lors de réorganisation, réduction des déplacements, droit de se déconnecter, etc.) et confirme les groupes multidisciplinaires (GMD) créés en 2010 par un accord collectif sur la qualité de vie au travail. Enedis a également mis en place ce dispositif de GMD et développe des outils spécifiques d'accompagnement des transformations. En matière de prévention secondaire et tertiaire, l'année 2016 a permis le renouvellement des compétences internes et externes pour appuyer le *management* ou les salariés : numéro vert vie au travail anonyme, appui aux équipes en tension, appui à la conduite du changement, par exemple.

Organisation et temps de travail

Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société et notamment la continuité de l'exploitation, le personnel peut être amené à travailler en service continu 365 jours par an ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables.

Ces dispositions sont adaptées au fil du temps en fonction de l'évolution du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail permises notamment par l'évolution des technologies de la communication.

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 enjeux industriels et commerciaux et à l'évolution du contexte d'EDF SA, des plans d'actions par métier sont poursuivis pour adapter les organisations et corriger certaines pratiques révélées par un diagnostic réalisé dans le cadre du projet « Performance et organisation du travail ». Ce projet visait à améliorer la performance collective en optimisant les organisations du travail, à intégrer l'évolution des technologies et des lois instituant le forfait jours et à favoriser et reconnaître l'autonomie des cadres.

En 2016, un accord catégoriel relatif à l'organisation du temps de travail des cadres à EDF SA a été signé. Cet accord introduit le forfait jours, avec un forfait annuel de référence de 209 jours. Il vise ainsi à développer l'autonomie des cadres dans l'organisation de leur temps de travail, à augmenter le temps global travaillé par les cadres, à accompagner les démarches de simplification et de responsabilisation, et à répondre à leurs attentes en matière d'évolution des modes de travail, de souplesse, d'organisation, de qualité de vie.

À fin 2016, environ 80 % des cadres avaient opté pour le forfait jours.

Deux autres accords collectifs ont été signés en 2016 à EDF SA : un accord relatif au télétravail ainsi qu'un accord sur l'organisation de travail, ce dernier visant à rechercher un fonctionnement plus efficace des équipes tant en termes de performance que d'amélioration des modes de management et de fonctionnement collectif.

La signature de ces trois accords en 2016 marque l'engagement d'EDF dans la recherche de fonctionnement d'équipes et d'organisation du travail plus performants et innovants.

3.3.3 RÉMUNÉRATION ET PROTECTION SOCIALE : UN EMPLOYEUR ATTRACTIF

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 et à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe.

À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux en 2013. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

Depuis 2014, les principales sociétés étrangères du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique. À l'issue de chaque revue conduite par la Direction des Ressources Humaines Groupe, un plan d'actions à mener est défini conjointement avec la filiale, dont l'exécution est suivie au cours des revues ultérieures.

En parallèle, un réseau des responsables rémunération et avantages sociaux a été mis en place pour compléter le dispositif afin de présenter la politique et de partager les bonnes pratiques.

3.3.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes qui font l'objet d'une revue par la Direction des Ressources Humaines Groupe :

- la compétitivité par rapport au marché externe ;
- la cohérence et l'équité interne ;
- la soutenabilité financière ;
- la communication.

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. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

Sur le volet « communication », chaque salarié reçoit une information sur les règles et dispositifs de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés ci-dessus. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Pour ce faire, en France, EDF et Enedis mettent à la disposition de chacun de leurs salariés un bilan complet individualisé de leur rémunération annuelle et de ses composantes.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie 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 et des réglementations applicables.

À EDF Démász (Hongrie), tous les collaborateurs sont éligibles à une rémunération variable individuelle de performance, reconnaissant l'atteinte des objectifs à trois niveaux : performance de l'entreprise, performance de l'entité d'appartenance, et performance individuelle.

À EDF Energy (Royaume-Uni), un système analogue s'applique à la majorité des collaborateurs.

Chez Dalkia (France), la rémunération variable de la performance a été revue et reconnaît pour les cadres la performance individuelle et collective.

À Edison (Italie), l'ensemble des salariés, hors dirigeants, bénéficient de dispositifs de rémunération de la performance collective, basés sur des critères de rentabilité et de productivité (*Premio di Risultato* et *Premio di Produttivita*).

À EDF Luminus (Belgique), les cadres et la majorité des non-cadres sont éligibles à des dispositifs de rémunération de la performance individuelle et collective.

La Division Chine a également introduit une rémunération variable individuelle de performance pour les salariés basés à Pékin, destinée à stimuler et à reconnaître la performance collective.

Au sein d'EDF, l'ensemble des cadres sont éligibles à une rémunération variable individuelle de la performance. Avec une valeur moyenne de 8 % du salaire annuel par cadre, l'entreprise est dans la moyenne des grandes sociétés françaises. Par ailleurs, EDF a fait le choix d'instituer un dispositif de rémunération variable individuelle pour l'ensemble de ses salariés non cadres, qui a représenté en 2015 environ 2 % de leur salaire annuel.

EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs *managers* sur les questions de rémunération pour donner tout son sens à la politique de rémunération.

En France, EDF et Enedis font bénéficier leurs salariés 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 collectif du Groupe (PERCO, voir ci-dessous).

Les accords d'intéressement d'EDF et Enedis sont triennaux et 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). L'accord triennal d'ED SA signé en 2014 est toujours en vigueur en 2016. Il retient les cinq critères nationaux de performance suivants : la valeur de l'EBITDA du Groupe, la production d'électricité, la satisfaction des clients, la formation des salariés à la santé et sécurité et la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments tertiaires.

En 2016, l'accord EDF SA a permis de verser aux salariés d'EDF au titre de 2015 un montant de 142 millions d'euros soit un montant moyen de 2 000 euros par bénéficiaire.

En 2016, Enedis a versé au titre de l'intéressement 2015 la somme de 77 millions d'euros soit un montant moyen de 1 960 euros par bénéficiaire.

EDF et Enedis ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

En 2016, Dalkia a versé au titre de l'intéressement 2015 la somme de 1,6 million d'euros soit un montant médian de 129 euros. Le montant médian de la participation en 2016 au titre de 2015 s'est élevé à 1 107 euros par salarié.

Une politique d'épargne salariale complète

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Il est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Cinq Fonds Communs de Placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF », sont ouverts à la souscription.

Le PEG du groupe EDF totalise fin 2016 un encours de 4,34 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Le plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PERCO.

Deux Fonds Communs de Placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiments « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

Le PERCO du groupe EDF totalise un encours, à fin 2016, de 731 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

En 2015, Dalkia et EDF EN ont adhéré aux PEG et PERCO du groupe EDF. Environ 7 500 salariés épargnants de ces sociétés (porteurs de parts) ont transféré leurs avoirs pour un montant de 40 millions d'euros dans les dispositifs d'épargne salariale du Groupe.

Le compte épargne temps (CET)

Des accords CET ont été signés au sein des principales filiales françaises du Groupe, notamment au sein d'EDF et d'Enedis.

Au 31 décembre 2016, la valorisation des heures épargnées sur le CET des salariés d'EDF s'élève à 717 millions d'euros et celle des salariés d'Enedis à 188 millions d'euros. Ce dispositif négocié permet aux salariés qui souhaitent prendre un congé de disposer d'une indemnité correspondant au temps épargné. Il est également possible de monétiser le temps épargné selon l'accord CET en vigueur ou de réaliser des transferts vers le PEG et le PERCO.

L'actionnariat salarié

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2016 un total de 33 097 739 actions EDF, représentant 1,57 % du capital social. Ce nombre comprend, d'une part, 28 771 251 actions (représentant 1,36 % 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 », du plan d'épargne groupe EDF et du plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 326 488 actions, représentant 0,21 % 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. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

3.3.3.2 La politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

- un principe de responsabilité, qui recouvre trois exigences :
  - garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite,
  - non-discrimination (l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié),
  - respect de la réglementation ;
- un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité :
  - le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local,
  - les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée, et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur ;
- un principe d'appropriation par les bénéficiaires :
  - les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif.

Le statut du personnel des Industries électriques et gazières : un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis, PEI) qui relèvent du statut des Industries électriques et gazières (IEG). C'est

également le cas, notamment, d'une partie du groupe Tiru et des principales composantes d'Électricité de Strasbourg.

Les avantages sociaux au sein de ces « opérateurs historiques » ont été largement structurés à travers la loi du 8 avril 1946 organisant le monopole de production et de distribution de l'électricité et le maintien d'un régime spécial de sécurité sociale intégré à un statut professionnel des salariés de la branche des IEG (décret du 22 juin 1946). Aujourd'hui encore, les principaux avantages sociaux qui différencient EDF d'autres grands groupes relèvent de ces textes législatifs ou réglementaires : régime spécial de retraite, régime spécial de maladie pour l'incapacité de travail, d'une part, et pour les frais de santé, d'autre part, comportant un étage complémentaire obligatoire couvrant également les retraités, activités sociales mutualisées au sein de la branche professionnelle, financées par 1 % du chiffre d'affaires et gérées de façon autonome par les syndicats.

À ce corpus, qui est resté très stable pendant des décennies, 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.

Des changements importants sont survenus au cours de la dernière décennie :

- l'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraites et de frais de santé face à cette exigence a été rendu possible par 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 ;
- le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été 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…) sont en cours de convergence avec le régime de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, 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 jour retraite.

Enfin, contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

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 donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Cette question fait l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

Il en va de même des sociétés du Groupe hors de France, pour lesquelles le contexte réglementaire propre à chaque pays est également à prendre en compte.

Les activités sociales

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG.

La Caisse centrale d'activités sociales (CCAS), les caisses mutuelles et d'action sociale (CAS) et le Comité de coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont totalement indépendants d'EDF. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics.

3.3.4 UN EMPLOYEUR ENGAGÉ AUX CÔTÉS DE SES PARTIES PRENANTES

Le groupe EDF agit de façon responsable dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains aux côtés de ses parties prenantes : salariés, sous-traitants, représentants du personnel. Son action s'étend également aux populations en tant que contributeur au développement des territoires sur lesquels il opère.

3.3.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance du groupe 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, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui notamment de l'accord RSE du groupe EDF signé en 2005 et renouvelé en 2009 ainsi que de l'accord sur la « sous-traitance socialement responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

L'accord RSE du groupe EDF (voir section 3.3.4.5 « Un dialogue social intense ») marque la volonté de veiller à ce que les entreprises de sous-traitance auxquelles les sociétés font appel, effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les engagements de l'accord RSE Groupe impactant les sous-traitants portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;
- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants, répondant à ces exigences, ont été mises en place. Tout manquement grave, et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients ou à la réglementation en vigueur en matière d'environnement peut entraîner l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

Au sein d'EDF, les grands sujets de la sous-traitance concernent les activités industrielles et commerciales, ainsi que celles relatives aux Systèmes d'Information. Il n'y a pas eu en 2016 d'inflexion majeure dans la nature des activités confiées à la sous-traitance.

Dans le domaine industriel

Dans le prolongement de l'action conduite en 2015 visant à intégrer systématiquement le « Cahier des charges social » à tous les marchés Production et Ingénierie (et notamment l'article 10 imposant la reprise des personnels affectés durablement à un site en cas de changement de titulaire lors d'un renouvellement de contrat), une nouvelle Charte de progrès a été signée en juin 2016 entre EDF SA et les organisations professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe. Cette Charte fixe les thèmes sur lesquels les signataires entendent progresser collectivement : qualité des interventions, sécurité, radioprotection, environnement, qualité de vie au travail, relations contractuelles.

L'année 2016 a vu se poursuivre le déploiement du parcours de formation en matière de sécurité des intervenants prestataires du nucléaire.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'entreprise a poursuivi en 2016 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignent notamment la décision volontariste en faveur des logiciels *open source* – libres et gratuits – ainsi que la mise en œuvre d'une procédure accélérée de contractualisation avec les *start-up,* vecteurs d'innovation. La vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires est maintenue, d'autant que le nombre total de fournisseurs du domaine IT a continué à augmenter.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru, le commercialisateur a maintenu son recours à l'externalisation avec l'objectif d'apporter la souplesse nécessaire pour répondre aux variations du volume des demandes clients, stabiliser la charge d'activité interne, couvrir l'amplitude horaire pendant laquelle les clients particuliers peuvent contacter le service clients (notamment en soirée et le samedi) et pour faire face à d'éventuels aléas techniques. Il convient de noter que les centres de relation client EDF, internes comme externes, sont localisés en métropole.

Des baromètres « prestataires » d'EDF

Le regard des prestataires sur EDF « donneur d'ordres » est mesuré régulièrement grâce à des baromètres au sein de certains métiers, afin de prendre en considération les progrès à apporter en matière de conditions de réalisation des prestations (voir section 3.2.3.1.2 « Écouter pour apporter un meilleur service ou enrichir les projets »).

3.3.4.2 Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

L'alternance est considérée comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquérir ou de compléter une qualification.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir, etc.) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs.

Par sa politique d'attribution de la taxe d'apprentissage ou par des cotisations, le groupe EDF soutient financièrement des organismes qui œuvrent pour l'insertion professionnelle (Écoles de la deuxième chance, Compagnons du Devoir, Association Jeunesse et Entreprise, C Génial, etc.).

Contribution à l'insertion professionnelle

Mise en place de clauses sociales dans les marchés

EDF inscrit, dans certains de ses marchés soumis à concurrence, l'application de clauses d'insertion, qui prévoient concrètement de réserver une partie des heures de main-d'œuvre à l'embauche de publics éloignés de l'emploi.

Le Groupe travaille en partenariat avec des acteurs locaux de l'emploi (Pôle Emploi, Maisons de l'emploi et de la formation, Chambres de commerce et d'industrie…), notamment dans le cadre de ses grands chantiers. Les principaux bénéficiaires sont les jeunes de moins de 26 ans ayant un faible niveau de formation, les demandeurs d'emploi de longue durée, les jeunes n'ayant jamais travaillé, les bénéficiaires des minima sociaux ou les personnes relevant de la loi de 2005 sur le handicap.

Achats au secteur adapté et protégé et aux entreprises d'insertion

Les achats au secteur protégé et adapté

La Direction des Achats du Groupe a poursuivi en 2016 son action pour accroître ou assurer les volumes d'achats confiés aux secteurs protégé et adapté conformément aux dispositions du nouvel accord 2016-2018 d'EDF SA pour « *l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap* ».

Les achats au secteur de l'insertion

EDF poursuit ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique, notamment aux entreprises d'insertion. En 2015, le volume d'achats s'est établi à 1,5 million d'euros [1].

3.3.4.3 La promotion et le respect de toutes les diversités

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité de ses clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

Dès 2005, l'entreprise consacre plusieurs articles de son accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise à la lutte contre toutes les formes de discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Avec la Charte éthique Groupe, cet accord constitue le principal cadre de référence des sociétés du Groupe. Les enjeux de l'ensemble des orientations stratégiques en matière de diversité sont portés par la DRH Groupe.

L'ensemble des thématiques diversité est animé selon trois périmètres : au niveau Groupe, un réseau *Diversity & Inclusion* existe depuis 2011 et réunit les correspondants diversité des filiales à l'international ; un réseau Diversité France, composé des Directions métiers d'EDF SA, s'est élargi en 2016 aux filiales françaises et une animation pour EDF SA.

1. *Les données 2016 ne sont pas disponibles à la date du présent document de référence.*

Chaque société du Groupe intègre un niveau d'engagement qui lui est propre et qui peut varier selon le modèle d'activités et le cadre législatif en vigueur. Par exemple, Dalkia est détenteur du label « Diversité », tandis qu'EDF porte le label GEEIS *(Gender Equality European & International Standard)* et EDF Energy, le NES *(National Equality Standard)*.

Parmi les six Objectifs de Responsabilités d'Entreprise lancés en 2016 par le Groupe, figure celui d'« *intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain* » dont celui « *être exemplaire en matière d'égalité hommes-femmes* ». EDF assure la mixité à tous les niveaux de management de l'entreprise et s'engage avec détermination dans une dynamique de promotion de femmes dirigeantes à des postes clefs. Pour EDF SA, la mixité des Comités de Direction atteint, début 2016, 26,7 % avec pour cible 28 % à l'horizon 2018 [1].

Les engagements « Diversité » d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes de sensibilisation et de professionnalisation des *managers*, des acteurs de la filière RH, des représentants du personnel et des salariés. Près de 9 000 salariés ont ainsi été formés, sur les huit dernières années, dans le cadre de ces programmes.

Par ailleurs, des *serious games* ont été développés et diffusés autour du *management* de la diversité, de l'égalité professionnelle et de l'intergénérationnel. En support de ces actions, une campagne de communication a été mise en ligne à l'occasion du *Diversity Day*.

En matière de diversité, les actions des sociétés françaises sont le plus souvent structurées autour d'accords collectifs ou de plan d'actions sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, le handicap et le *management* des âges. Pour prévenir tout risque de discrimination, EDF mène régulièrement des études et des tests réguliers de ses processus RH. En 2016, EDF a conduit une étude qualitative sur les stéréotypes à l'œuvre dans l'entreprise et une enquête quantitative sur le sexisme dans l'entreprise. Ces deux études ont montré que les stéréotypes présents dans l'ensemble de la société française existent également à EDF mais que les salariés connaissent et apprécient positivement les actions menées par l'entreprise, notamment en matière d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes et d'intégration des personnes en situation handicap.

L'entreprise a également réalisé, depuis 2008, cinq tests sur ses principaux processus RH tels que le recrutement, l'alternance ou l'accès aux stages.

3.3.4.3.1 Soutien aux initiatives des réseaux de salariés

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. Ces réseaux (minorités ethniques, femmes, parents salariés, handicap, LGBT) sont aujourd'hui actifs dans de nombreuses sociétés du Groupe et concernent plusieurs milliers de salariés.

Réseaux internes	Société	Date de lancement	Nombre de membres au 31/12/2016
Femmes	EDF SA	2004 Interp'Elles qui devient Énergies de femmes en 2015	2600
	EDF Energy	2009	891
	EDF Polska	2014	88
LGBT	EDF SA	2011 Energay	91 + 806 « allié.e.s »
	EDF Energy	2010	368
Minorités ethniques	EDF Energy	2010 *(Black Asian Multicultural-Ethny)*	372
Parents	EDF Energy	2014	415
Ex-militaires forces support	EDF Energy	2015	162
Jeunes professionnels (ancienneté < 10 ans)	EDF Energy	2016	150

Ces réseaux développent des initiatives d'échanges, de sensibilisation et parfois du « mentorat ». À titre d'exemple, en 2016, l'entreprise compte un peu plus de 250 marraines « Elles bougent » qui se mobilisent, sur leurs territoires, pour sensibiliser les jeunes filles à l'attractivité des métiers techniques du Groupe.

En France, le réseau « Énergies de femmes » et « Energay » (association de lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des IEG) bénéficient depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF. Par ailleurs, EDF et son partenaire « L'Autre Cercle » qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel ont signé, le 21 décembre 2015, une charte d'engagement LGBT (lesbiennes, gay, bisexuelles ou transgenres).

Les travaux conduits en commun avec ces associations ont permis à l'entreprise de publier en juin 2015 un document « Repères » sur le respect des orientations sexuelles en entreprise, à l'attention des *managers* et des RH.

Le document « Repères » sur le fait religieux de 2010 à l'attention des *managers* et des RH a été actualisé en juillet 2016 et diffusé dès le mois de septembre.

3.3.4.3.2 Égalité entre femmes et hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un important levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe.

Plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle (EDF, EDF Energy et EDF Polska en 2014, confirmée en 2016, Fenice en 2015) et ont ainsi obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS). EDF et WIN France ont créé un prix « Fem'Energia » qui, depuis 2006, récompense et soutient les femmes actives dans le secteur du nucléaire.

1. *Les données à fin 2016 ne sont pas disponibles à la date du présent document de référence.*

À titre d'exemple, EDF s'engage :

Principales ambitions	Objectifs associés
À sensibiliser l'ensemble de son personnel aux biais qu'introduisent les stéréotypes et à lutter contre toute forme de discrimination, de sexisme au travail et plus généralement contre les violences faites aux femmes.	Diffusion d'un kit de communication sur le « sexisme ordinaire au travail » pour sensibiliser les équipes de travail
À mettre en place des dispositifs qui garantissent l'égalité salariale, qui neutralisent l'impact de la maternité ou de l'adoption sur l'évolution professionnelle, et qui s'attachent également à mieux comprendre, analyser et traiter les écarts de rémunération quand ils persistent.	Préserver l'égalité salariale « à travail égal, compétences égales et valeur égale », atteinte depuis 2009. Examen systématique de la situation salariale des femmes de retour d'un congé maternité. Audit & analyse externes des écarts salariaux dans l'entreprise (chercheurs de l'INED/ INSEE).
À garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle.	Bilans annuels de formation sexués. Suivi sexué des salariés sans formation depuis 3 ans. Prise en charge des frais de garde induits par les départs en formation promotionnelle et pour toute formation et dès le premier jour de formation pour les parents isolés.
À mobiliser l'ensemble des moyens et des acteurs des parcours professionnels pour faire évoluer la représentation genrée des métiers, pour favoriser le recrutement de femmes sur des métiers techniques et, plus globalement, pour permettre une plus grande richesse et mixité professionnelle.	Soutien aux réseaux « Énergies de femmes », « Elles bougent ». Féminisation des recrutements. Promotion des passerelles métiers permettant des reconversions du secteur tertiaire vers le domaine technique.
À favoriser, enfin, l'engagement des salariés par une meilleure articulation des temps de vie, par des conditions de travail adaptées et une organisation du travail encourageant les femmes à occuper des postes clés et à responsabilités dans l'entreprise.	Charte de la parentalité signée et déclinée. Guide de la parentalité communiqué à l'ensemble des salariés. Une ambition de mixité des équipes de Direction. Déploiement du télétravail et du droit à se déconnecter pour tous.

3.3.4.3.3 Mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

Vision Groupe

L'accord Groupe de Responsabilité Sociale d'Entreprise fait mention de la question du handicap dans deux de ses articles. Dans le cadre des contextes législatifs qui leur sont propres, les sociétés du Groupe mettent en place des actions de sensibilisation au handicap pour les salariés (dont les actions de sensibilisation dédiées aux salariés en relation avec la clientèle). Elles concluent des partenariats locaux avec des associations œuvrant dans le domaine du handicap et s'attachent à rendre accessibles locaux et postes de travail.

EDF et Enedis font respectivement vivre leur accord handicap, tous deux signés à l'unanimité des organisations syndicales représentatives, et qui impactent, fin 2016, quelque 2 150 salariés reconnus travailleurs handicapés pour EDF et 1 465 pour Enedis.

EDF SA a signé le 7 juin 2016, à l'unanimité de ses quatre organisations représentatives, un nouvel accord en faveur de l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap. Il couvre la période 2016-2018. Il s'agit du 10e accord en la matière, ce qui situe EDF parmi les entreprises les plus anciennement engagées sur la question du handicap.

Par cet accord, EDF SA s'engage sur la période 2016-2018 à :

- recruter en moyenne annuelle 3,5 % de personnes bénéficiaires de l'obligation d'emploi de travailleurs handicapés ; en tout état de cause, ces recrutements seront au minimum de 130 au total sur 3 ans ;
- accueillir au moins 90 personnes handicapées dans le cadre de l'alternance (contrats d'apprentissage ou de professionnalisation), soit 30 personnes en moyenne annuelle sur les 3 ans.

L'accord d'EDF SA insiste sur les conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle, celui d'Enedis sur l'accessibilité aux différents métiers de l'entreprise, aux formations qu'elle propose et à un parcours professionnel dynamique.

Des plans d'action ont été élaborés par chaque Direction métier dans le prolongement de l'accord en concertation avec les organisations syndicales. Des nouveaux outils ont par ailleurs été proposés aux acteurs en cohérence avec les axes du nouvel accord : kit de communication, guide *managers* complémentaire de préparation aux entretiens axé sur la dimension handicap, guide destiné aux conseillers mobilité…

Dans le cadre de son accord handicap 2016-2018 signé le 18 décembre 2015, le groupe Électricité de Strasbourg a recruté, en 2016, 4 travailleurs handicapés.

3.3.4.4 L'anticipation et la gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France qu'hors de France, a signé dès 2005 (renouvelé en 2009) un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs.

3.3.4.5 Un dialogue social intense

Pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs, EDF s'appuie sur un dialogue social de qualité.

En France

Au sein d'EDF, il existe à ce jour 56 Comités d'établissement, un Comité central d'entreprise (CCE), un Comité de Groupe France, 104 établissements pour les délégués du personnel et 207 Comités d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (CHSCT). Les présidents de ces instances sont réunis régulièrement pour des échanges et des partages de bonnes pratiques.

Le Comité central d'entreprise

Avec 21 séances dont de nombreuses séances extraordinaires et une quarantaine de sujets à son ordre du jour, le CCE d'EDF a eu une activité soutenue en 2016. L'instance s'est exprimée sur des projets très structurants pour l'avenir de l'entreprise et du Groupe, comme le projet Hinkley Point C, le rapprochement EDF-AREVA, la cession de 49,9 % du capital de RTE, l'évolution du parc de production. Certaines consultations ont fait l'objet de regroupements dans le cadre de la mise en place des évolutions législatives.

En 2016, la négociation collective a été intense avec 19 accords et avenants signés couvrant l'ensemble des domaines RH :

- performance, organisation du travail et qualité de vie au travail ;
- développement des compétences avec un nouvel accord sur la GPEC, la formation, l'alternance et le contrat de génération ;
- diversité avec l'accord unanime sur l'insertion des personnes en situation de Handicap, 10e accord triennal conclu sur ce thème depuis 1989 ;
- rémunération avec six avenants signés sur l'intéressement, l'épargne salariale, le CET, le régime de retraite supplémentaire ;
- dialogue social sur l'organisation des élections, avec notamment le Protocole d'accord préélectoral et un accord unanime sur le recours au vote électronique.

Le Comité de Groupe France

Le Comité de Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France et qui regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, Enedis, Dalkia, EDF EN, etc.), s'est réuni à trois reprises en 2016, dont une séance délocalisée pour une visite du musée Electropolis de Mulhouse qui accueillait l'exposition « EDF 70 ans intensément » dans le cadre de la commémoration de la création d'EDF.

Au-delà des thématiques légales, sur lesquelles il est informé régulièrement (résultats, emploi, stratégie), le Comité de Groupe France échange sur les dossiers d'actualité de la vie du Groupe, de la formation professionnelle et de la santé au travail.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe et informé sur les évolutions du périmètre du Groupe. À travers ses groupes de travail, le CEE conduit des réflexions sur des enjeux RH à l'échelle européenne, notamment dans le domaine de la santé-sécurité ou de l'égalité des chances au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe.

En 2016, le CEE a été réuni à trois reprises pour informer les membres de l'avancée des projets de cession de sociétés du Groupe en Hongrie (EDF Démász) et en Pologne. Par ailleurs, deux réunions plus traditionnelles en juin et décembre ont permis d'échanger sur la stratégie des sociétés du Groupe, l'emploi, les résultats du Groupe et les travaux des groupes de travail.

L'accord RSE et sa gouvernance

Le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS) est issu de l'accord-cadre RSE signé en 2005 puis renouvelé en 2009 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord structure le dialogue social autour de la question RSE. Il a permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social. Comme chaque année, lors du Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du 7 juillet 2016, le Président du Groupe et la Directrice des Ressources Humaines ont rencontré les représentants syndicaux des sociétés adhérentes à l'accord RSE pour échanger sur la stratégie du Groupe, l'actualité sociale et le *reporting* des actions de RSE menés par le Groupe l'année N-1. Une thématique environnementale a également été proposée cette année dans les échanges en assemblée plénière en lien avec la COP 21 et l'article 10 de l'accord RSE.

3.3.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement *My EDF*

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement *My EDF,* menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre. Les sociétés ont élaboré des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif est, depuis, reconduit chaque année.

La cinquième édition de l'enquête est intervenue aux mois de septembre et octobre 2016. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La participation des salariés (78 % et près de 111 000 répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête. Les résultats de la cinquième édition se traduisent par des progrès dans la perception de l'efficacité des fonctionnements collectifs (57 % ; + 8 points) et dans le partage des connaissances et des bonnes pratiques (68 % : + 5 points). Malgré une baisse de la confiance dans l'avenir du Groupe (53 %/- 21 points) qui s'explique par un contexte de fortes transformations, l'engagement des salariés se maintient à un taux satisfaisant de 68 % au niveau du Groupe. 75 % des salariés recommanderaient EDF en tant qu'employeur à l'un de leurs proches. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité demeure un atout fort (74 %) ainsi que l'implication des salariés (75 %). Globalement, 69 % (- 3 points) de salariés se déclarent satisfaits du contenu de leur travail, 73 % ont plaisir à venir travailler le matin et 78 % (+ 3 points) déclarent avoir des objectifs personnels clairs. Enfin, pour 88 % d'entre eux (+ 4 points) la sécurité est une préoccupation partagée par tous.

3.4 Dispositif de *reporting* et éléments méthodologiques

3.4.1 DISPOSITIF DE *REPORTING*

Les exigences légales et réglementaires en matière de *reporting* extrafinancier évoluent rapidement et, comme d'autres, EDF s'organise pour les satisfaire. Ce *reporting* s'inscrit dans le cadre des obligations légales issues notamment de l'article 116 de la loi NRE du 15 mai 2001, demandant aux sociétés cotées de communiquer sur les impacts environnementaux et sociaux de leurs activités ; de l'article 225 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (Grenelle 2) qui réforme l'obligation de *reporting* social et environnemental des entreprises, ainsi que son décret d'application du 24 avril 2012 et l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission ; de l'article 173 de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte du 18 août 2015 introduisant une obligation de transparence relative aux conséquences du changement climatique sur les activités des sociétés et sur l'utilisation des produits et des services qu'elles fournissent ; de la loi du 9 août 2016 relative au travail, à la modernisation du dialogue social et à la sécurisation des parcours professionnels modifiant l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe font l'objet d'une démarche d'amélioration continue, au-delà des exigences de la loi française. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs et informations sociales, environnementales et sociétales par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L. 225-102-1 du Code du commerce depuis 2013.

Les informations de Développement durable publiées par le Groupe forment la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extrafinancière agissant pour le compte d'investisseurs.

3.4.2 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES DONNÉES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

3.4.2.1 Périmètre de *reporting*

Principes

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux). Les filiales mises en équivalence sont exclues du périmètre de *reporting*.

Les entités acquises dans l'exercice sont intégrées au périmètre de consolidation l'année suivant leur date d'acquisition pour les données environnementales et l'année de l'acquisition pour les données sociales si l'acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données sociales des entités cédées en cours d'exercice ne sont pas incluses dans le périmètre de consolidation au 31 décembre.

Les indicateurs remontés dans le cadre du processus de *reporting* le sont 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, les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; ainsi, certaines filiales incluses dans le périmètre financier pourront ne pas figurer dans le *reporting* en raison de leur activité ou de leur taille peu significative au regard des enjeux environnementaux,
  - concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

Pour 2016, compte tenu des critères présentés ci-dessus, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), EES (USA) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM, Citelum, EDF Paliwa (Pologne) et China Holding.

Compte tenu de la complexité des collectes, le périmètre de *reporting* peut varier selon les indicateurs. Il est précisé pour chaque indicateur communiqué, dans le tableau de synthèse.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales ou environnementales au 31/12/2016		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
France	Électricité de France	X	X
	Enedis	X	X
	EDF PEI	X	X
Autres métiers	G2S		X
	ÉS	X	X
	Tiru	X	X
	SOCODEI	X	X
	EDF Énergies Nouvelles	X	X
	Dalkia	X	X
	Citelum		X
	EES	X	
	CHAM		X
Royaume-Uni	EDF Trading		X
	EDF Energy	X	X
Italie	Edison dont Fenice	X	X
Autre International	EDF Luminus (Belgique)	X	X
	EDF Belgium (Belgique)	X	
	EDF Polska (Pologne)	X	X
	Kogeneracja (Pologne)	X	X
	Zielona Gorá (Pologne)	X	X
	EDF Paliwa (Pologne)		X
	EDF Démász (Hongrie)	X	X
	EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
	Meco (Vietnam)	X	X
	China Holding		X

Évolution des périmètres

La centrale CCGT d'EDF Trading, BE ZRt, Estag et Figlec sortent complètement du périmètre suite à la cession de ces activités courant 2015. Une centrale de cogénération en Pologne entre dans le périmètre de Dalkia.

3.4.2.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce rapport s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2016. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia sont reportés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

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'est pas collecté par EDF RE, filiale d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis, et certains sites d'Edison (dans le périmètre de Fenice).

Précisions sur les émissions dans l'air

Émissions directes

Les émissions de CO_2, SO_2, N_2O, NO_x et CH_4 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. N'étant pas significatives, les émissions fugitives de CO_2 et CH_4 des barrages des entités du périmètre de consolidation ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut à partir d'un taux de fuite nominal de 2 % du SF_6 stocké dans les appareils.

La société MECO ne collecte pas les émissions de N_2O et SF_6, sans impact significatif à l'échelle du Groupe.

Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG [1]) ont été mis à jour pour 2016 selon les recommandations de l'ADEME. Ils sont de 30 pour le CH_4, 23500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O.

Émissions indirectes

EDF établit annuellement un bilan GES au périmètre du Groupe. Le périmètre de l'exercice 2015 couvre 100 % des sociétés ayant des émissions directes, qu'elles soient consolidées financièrement par intégration globale ou mises en équivalence. Sur ce périmètre, les émissions directes et indirectes (scopes 1, 2 et 3) sont calculées suivant les principes du *GHG Protocol Corporate Standard*. Les éventuelles émissions associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés n'ont pas été incluses.

Le bilan GES 2015 nous a permis d'identifier les postes significatifs d'émission retenus pour l'exercice 2016. En effet, en 2015, les deux postes représentant les plus fortes contributions aux émissions de GES sont : les émissions directes avec 60 millions de tonnes de CO_2 (50 % des émissions totales) et les émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finaux (25 % des émissions totales).

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Il est à noter que les données reportées ne sont pas exhaustives pour ce qui concerne les déchets industriels conventionnels de Tiru, Dalkia et EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'Edison (périmètre Fenice), ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de *reporting* du Groupe.

Les déchets de construction et déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte. Une réflexion est en cours sur la prise en compte de déchets de construction des nouveaux actifs. Concernant Enedis, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1er novembre N-1 au 31 octobre N.

Précisions sur les déchets radioactifs

Concernant EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets TFA directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) depuis les sites de production, qui correspond :
  - 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 ;
- du volume réel des colis de déchets TFA expédiés au CIRES depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets métalliques EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité à 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, qui correspond :
  - 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 ;
- du volume réel des colis de déchets FMA expédiés au CSA depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'ANDRA) est également appliquée aux déchets TFA et également 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 », 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 suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : 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…) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF Energy 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 2016 et l'inventaire sera publié sur le site officiel du *UK Radioactive Waste Inventory* [2] en début 2017. Les données reportées en 2016 correspondent aux données reportées pour l'inventaire 2016.

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.

1. *Ve rapport du GIEC (2013) : http://www.ecoinvent.org/database/.*
2. *https://ukinventory.nda.gov.uk.*

Précisions sur les rejets d'activité

Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues. Les données publiées correspondent :

- à une donnée mesurée pour le tritium, sur la période de décembre N-1 à novembre N ;
- à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de janvier N à décembre N.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est calculée au prorata des quantités d'énergie renouvelable entrante dans leurs systèmes.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil national de la comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres, à :

- l'exploitation nucléaire et à l'aval du cycle du combustible ;
- l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité ;
- la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines ;
- la préservation de la qualité de l'air et la limitation des gaz à effet de serre ;
- la réduction des émissions sonores ;
- la protection de la biodiversité et du paysage ;
- la déconstruction de centrales.

L'évaluation porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision ;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes) ;
- les dotations aux provisions (notamment celles liées à la protection contre les rayonnements), y compris les charges d'actualisation.

3.4.2.3 Précisions sur les données sociales

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

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 » comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG) ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Ces mouvements ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

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 et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées, notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et Enedis, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail pour les salariés sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Le taux de fréquence des salariés n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles.

Précision sur le décompte des maladies professionnelles

Courant 2015, le processus de recensement des maladies professionnelles des agents en activité pour EDF SA a évolué. Pour s'assurer qu'un traitement harmonisé soit apporté à toutes les déclarations de maladies professionnelles et que le nombre de maladies professionnelles publié corresponde bien au nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année et non rejetées par la CPAM, EDF SA a mis en place une gestion centralisée des déclarations.

Le chiffre publié correspond aux maladies professionnelles déclarées et non rejetées par la CPAM au titre de l'année N-1 (2015).

Ce décalage dans le temps permet de prendre en compte les dossiers arrivés après le 31 décembre de l'année considérée et de retirer du décompte les dossiers qui ont été rejetés au titre de ladite année.

Précision sur les indicateurs de formation

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Précision 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. Certaines filiales ne communiquent pas de données sur cette thématique.

3.4.3 INDICATEURS

3.4.3.1 Indicateurs économiques

	Unité	2016	2015	2014	Périmètre (1) 2016	Périmètre (1) 2015	Périmètre (1) 2014	Réf. GRI (2)
Indicateurs économiques								
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement (3)	k€	21,0	10,5	25	1	1	1	EN 29
Management								
Dépenses de protection de l'environnement		2 688	3 553	3 043				
dont dotations aux provisions	M€	*1 848*	*2 560*	*1 996*	1a	1	1	EN 31
Management de l'environnement (4) *(% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)*	%	98	98	98	2	2	2	

(1) Périmètre 1 : EDF.
Périmètre 1a : EDF et EDF PEI.
Périmètre 2 : groupe EDF.
(2) GRI : Global Reporting Initiative*, version G4.*
(3) Hors frais de justice.
(4) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

3.4.3.2 Indicateurs environnementaux

					Périmètre (1)			
	Unité	2016	2015	2014	2016	2015	2014	Réf. GRI (2)
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 277	1 120	1 272	2	2	2	EN 1
Charbon	kt	9 306	15 065	18 151	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	kt	885	867	833	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	kt	371	368	345	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	GWh PCI	110 720	100 013	95 340	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	GWh PCI	335	4	474	2	2	2	EN 1
Biomasse	kt	2 676	3 172	3 078	2	2	2	EN 1
Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée	10^9 m³	47,3	49,3	49,8	2	2	2	EN 8
dont la part eau douce	*10^9 m³*	*16,2*	*18,3*	*18,1*	*2*	*2*	*2*	*EN 8*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m³*	*6,1*	*5,2*	*5,8*	*2*	*2*	*2*	*EN 8*
Eau de refroidissement restituée	10^9 m³	46,8	48,7	49,3	2	2	2	EN 22
dont la part eau douce	*10^9 m³*	*15,7*	*17,8*	*17,6*	*2*	*2*	*2*	*EN 22*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m³*	*6,1*	*5,2*	*5,8*	*2*	*2*	*2*	*EN 22*
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO_2 (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas)	Mt	47,7	59,1	64,3	2	2	2	EN 15
Émissions indirectes de gaz à effet de serre (scope 3), dues à la combustion du gaz vendu aux clients finals	Mt éq. CO_2	47,5	n. c.	n. c.	2	s. o.	s. o.	EN 17
Émissions de SO_2	kt	37,3	70,0	82,5	2	2	2	EN 21
Émissions de NO_x	kt	59,5	92,2	117,6	2	2	2	EN 21
Poussières	t	2 783	4 385	5 205	2	2	2	EN 21
Particules (PM_{10}) – EDF	t	320	713	1 189	1	1	1	EN 21
Particules (PM_{10}) – Groupe	t	1 449	2 660	3 374	2	2	2	EN 21
Mercure – EDF	t	0,02	0,04	0,07	1	1	1	EN 21
Mercure – Groupe	t	0,21	0,18	0,27	2	2	2	EN 21
Émissions de CH_4	kt éq. CO_2	44,4	37,3	32,3	2	2	2	EN 15
Émissions de N_2O	kt éq. CO_2	267,1	238,9	274,3	2	2	2	EN 15
Émissions de SF_6 – EDF	kt éq. CO_2	52,1	58,6	64,2	1	1	1	EN 15
Émissions de SF_6 – EDF + EDF PEI + Enedis	kt éq. CO_2	60,8	69,2	72,5	1a	1a	1a	EN 15
Émissions de SF_6 – Groupe	kt éq. CO_2	67,5	80,3	82,1	2	2	2	EN 15

n. c. = non communiqué ; s. o. = sans objet.
(1) Périmètre 1 : EDF.
Périmètre 1a : EDF, EDF PEI et Enedis.
Périmètre 2 : groupe EDF.
(2) GRI : Global Reporting Initiative, version G4.

	Unité	2016	2015	2014	Périmètre (1) 2016	2015	2014	Réf. GRI (2)
Déchets conventionnels								
Déchets dangereux	t	51 643	64 411	82 504	2	2	2	EN 23
Déchets non dangereux	t	623 957	389 471	409 245	2	2	2	EN 23
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	607 171	365 744	392 815	2	2	2	EN 23
Cendres produites	kt	1 205	2 657	3 062	2	2	2	EN 23
Énergie								
Énergies renouvelables : production d'électricité d'origine hydraulique (hors marine)	GWh	46 045	43 439	51 523	2	2	2	
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	20 900	19 163	18 811	2	2	2	
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,0	7,0	8,0	2	2	2	EN 3
Consommations internes, chaleur et électricité (hors pompage)	TWh	499	622	365	2	2	2	EN 3

(1) Périmètre 1 : EDF.
Périmètre 1a : EDF, EDF PEI et Enedis.
Périmètre 2 : groupe EDF.
(2) GRI : Global Reporting Initiative, version G4.

INDICATEURS NUCLÉAIRES – EDF

	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau (1)					
Carbone 14	GBq/réact.	12,853	12,9	12,8	EN 24
Tritium	TBq/réact.	17,423	18,1	17,5	EN 24
Rejets d'activité dans l'air (1)					
Carbone 14	TBq/réact.	0,161	0,17	0,17	EN 21
Tritium	TBq/réact.	0,640	0,50	0,50	EN 21
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 170	1 216	1 124	EN 25
Déchets nucléaires de déconstruction					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) (2)	m³	2 171	1 847 (1723) **	2 580 (2461) **	EN 25
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) (2)	m³	443	914	659 (576) *	EN 25
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (2)	m³/TWh	8,849	6,0 (5,98) **	7,6 (7,4) *	EN 25
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie Courte (2)	m³/TWh	14,764	16,4 (16,3) **	15,4 (15,8) *	EN 25
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	m³/TWh	0,873	0,88	0,88	EN 25

(1) Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues.
Les données publiées correspondent :
- *à une donnée mesurée, pour le tritium, sur la période de décembre N-1 à novembre N ;*
- *à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de janvier N à décembre N.*

(2) La méthodologie concernant les déchets nucléaires issus de la déconstruction et d'activité a été mise à jour (voir section 3.4.2 « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales »).

Les valeurs déterminées selon les nouvelles méthodologies sont présentées entre parenthèses :
** pour les changements effectués en 2015 ;*
*** pour les changements effectués en 2016.*

INDICATEURS NUCLÉAIRES - EDF ENERGY

	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*	TBq/réact.	156,154	120	129	EN 24
Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*	TBq/réact.	23,374	19	67	EN 24
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,762	0,69	0,64	EN 21
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,231	0,24	0,26	EN 21
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,674	0,71	0,66	EN 21
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,557	0,68	0,92	EN 21
Combustible					
Uranium évacué	t	180	172	193	EN 25
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués	m^3	774	485	452	EN 25
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m^3	161	178	178	EN 25

3.4.3.3 Indicateurs sociaux

Groupe EDF	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2016 et répartition					
EDF	Nombre	68 464	71 580	72 181	
Enedis		38 742	39 030	38 859	
Total groupe EDF *	Nombre	154 845	159 112	158 161	G4-10
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans *	%	7 %	8 %	9 %	
Salariés de 25 à 35 ans *	%	29 %	28 %	27 %	
Salariés de 36 à 45 ans *	%	26 %	25 %	25 %	
Salariés de 46 à 55 ans *	%	27 %	28 %	30 %	
Salariés de 56 ans et plus *	%	11 %	11 %	10 %	
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)					
France	Nombre	129 703	133 406	132 107	
dont Dalkia France et Citelum	*Nombre*	*15 516*	*16 036*	*14 207*	
Grande -Bretagne	Nombre	14 370	14 908	15 727	
Italie	Nombre	4 949	4 950	4 955	
Autres pays européens	Nombre	5 505	5 521	5 207	
Autres international	Nombre	318	327	165	
Nombre de cadres	*Nombre*	*45 474*	*45 935*	*44 539*	*G4-10*
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres (1)	%	31,06 %	30,0 %	28,65 %	G4 LA 12
Nombre de non cadres	*Nombre*	*109 372*	*113 177*	*113 623*	*G4 LA 12*

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres sur le nombre de femmes salariées.

Groupe EDF	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Égalité professionnelle					
Effectif hommes *	Nombre	114 503	117 295	116 582	G4 LA 12
Effectif femmes *	Nombre	40 342	41 817	41 579	G4 LA 12
Hommes cadres	Nombre	32 941	33 383	32 626	G4 LA 12
Femmes cadres	Nombre	12 533	12 552	11 913	G4 LA 12
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	7 724	8 866	10 385	G4-LA1
Départs retraite/inactivité	Nombre	6 591	4 722	4 665	G4-LA1
Démissions (2)	Nombre	2 062	2 104	1 727	G4-LA1
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	1 882	1 097	815	G4-LA1
Turnover (3)	%	5,89	5,30	5,60	G4-LA1
Autres arrivées (4)	Nombre	8 270	8 466	6 628	G4-LA1
Autres départs (4)	Nombre	8 152	8 289	7 963	G4-LA1
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	*Cf.* note 10.1 « Charges de personnel »	*Cf.* p. 341	*Cf.* RG note 10.1	
Salariés à temps partiel	Nombre	10 061	11 491	11 977	G4-10
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,55	9,2	9,1	
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels	Nombre	1	3	4	G4 LA 6
Taux de fréquence salariés (5)		2,7	3,2	3,1	G4 LA 6
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	645	757	694	G4 LA 6
Taux de gravité (6)		0,16	0,20	0,17	G4 LA 6
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	91 %	90 %	91 %	G4-11
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	8 306 479	9 085 028	8 915 338	G4 LA 9
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	133 130	138 839	135 040	GA LA 9
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap (7)	Nombre	5 211	5 232	5 086	G4 LA 12

(2) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs » quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».

(3) Le turnover est calculé comme suit : entrées (nombre d'embauches) + sorties des effectifs (nombre de départs en retraite + nombre de démissions + nombre de licenciements, révocations, mises en inactivités d'office) divisé par deux rapporté à l'effectif total physique fin de période multiplié par 100.

(4) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en : « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les entrées d'alternants sont comptabilisées dans « Autres entrées ».

(5) Le taux de fréquence représente le nombre d'accident du travail en service avec arrêt d'un jour ou plus pour un million d'heures travaillées.

(6) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.

(7) Dans certaines filiales cette donnée est déclarative.

EDF SA	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Effectif au 31/12 & répartition					
Statutaires (au 31/12)	Nombre	64 300	67 088	67 567	G4 10
Non statutaires CDI	Nombre	487	479	461	G4 10
Non statutaires CDD	Nombre	3 677	4 013	4 153	G4 10
Total non statutaires	Nombre	4 164	4 492	4 614	G4 10
Effectif total	Nombre	68 464	71 580	72 181	G4 9
Nombre de cadres	*Nombre*	*30 404*	*31 192*	*30 701*	*G4 LA 12*
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	28,6 %	28,4 %	27,8	G4 LA 12
Nombre de non cadres	*Nombre*	*38 060*	*40 388*	*41 480*	*G4 LA 12*
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	31 354	33 016	33 531	G4 LA 12
Agents d'exécution	Nombre	6 705	7 372	7 949	G4 LA 12
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	47 490	49 099	49 524	G4 LA 12
Effectif femmes	Nombre	20 974	22 481	22 657	G4 LA 12
Hommes cadres	Nombre	21 718	22 315	22 175	G4 LA 12
Femmes cadres	Nombre	8 686	8 877	8 526	G4 LA 12
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	1 889	2 760	4 236	G4 LA 1
Intégration & réintégration	Nombre	278	256	230	G4 LA 1/LA 3
Autres arrivées (1)	Nombre	2 589	2 809	3 022	G4 LA 1
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 696	2 433	2 499	G4 LA 1
Démissions	Nombre	146	110	107	G4 LA 1
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	27	23	9	G4 LA 1
Décès	Nombre	69	77	68	G4 LA 1/LA6
Autres départs (1)	Nombre	3 935	3 786	3 713	G4 LA 1
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 887	2 835	2 770	
Main d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires (2)	Nombre	n. d.	1 510	1 683	G4 10
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	62 641	64 318	64 534	G4 10
Salariés à temps partiel	Nombre	5 822	7 261	7 647	G4 10
Salariés en service continu	Nombre	6 597	6 860	6 955	G4 10
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,8 %	3,7 %	3,7	G4 LA 6
Heures maternité & congés familiaux/durée effective du travail	%	0,90 %	0,8 %	0,8	G4 LA 6

(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.
(2) Le chiffre 2016 n'est pas disponible à la date du reporting.

EDF SA	Unité	2016	2015	2014	Réf. GRI
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles (3)		29	64	51	G4 LA 6
Accidents mortels	Nombre	0	0	2	G4 LA 6
Taux de fréquence salariés		2,28	2,6	2,8	G4 LA 6
Taux de gravité		0,127	0,16	0,14	G4 LA 6
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	228	261	284	G4 LA 6
Rémunérations – charges de personnel – intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	euros	4 518	4 361	4 334	G4 EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 618	2 606	2 608	G4 EC 1
Agents d'exécution	euros	1 889	1 871	1 864	G4 EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 597	6 525	6 408	G4 EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	2 000	2 107	1 980	G4 EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	19	2	3	G4 11/G4 LA 8
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives (4)	%	93,552	93 %	93	G4 11
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	61 056	63 748	63 252	G4 LA 9
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	2 150	2 157	2 093	G4 LA 12
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	76	91	112	G4 LA 12
Œuvres sociales					
Budget des Comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	182,7	201	199	

(3) Voir section 3.4.2.3 « Précisions sur les données sociales ».
(4) Les employés d'EDF SA ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries électriques et gazières.

3.5 Notation extrafinancière

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 2016, les résultats d'EDF ont encore progressé avec deux avancées majeures : l'entrée dans l'indice DJSI World et dans la CDP « A » List.

INDICES BOURSIERS ÉTHIQUES ET ÉVALUATIONS DES AGENCES DE NOTATION EXTRA-FINANCIÈRES

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2016, EDF obtient l'excellent score de 87 sur 100, en progression de 7 points par rapport à 2015 (79 sur 100) et surtout intègre pour la première fois le prestigieux indice DJSI Word. Dans son rapport annuel 2017 *(Sustainability Yearbook),* RobecoSam distingue une nouvelle fois le groupe EDF avec la mention « Bronze Class » qui signifie que le Groupe se situe dans le top 10 % des entreprises les plus performantes de son secteur d'activité (les *Electric Utilities*) et la mention « Industry Mover » qui indique que le groupe EDF est l'entreprise qui a le plus progressé parmi les 72 *Electric Utilities* évaluées.

Carbon Disclosure Project (CDP)

En 2016 EDF obtient pour la première fois la note maximale de A et le niveau *Leadership*. En 2015, EDF avait obtenu la note de 100 sur 100 au score de transparence (en progression de 2 points par rapport à 2014 et 5 points par rapport à 2013) et la note de A- au score de performance (B en 2014 et en 2013, note allant de A à F). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

EDF fait partie du *Climate Disclosure Leadership Index* (CDLI) France et Benelux.

CDP Water

EDF a obtenu la note de B en 2016, niveau *Management*, comme en 2015 (échelle de D- à A). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

Indice FTSE4Good

En mars 2012, le groupe EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois, et EDF a été systématiquement confirmée depuis son entrée dans l'indice. En 2016, la notation globale est de 4,6 sur 5, en progression régulière et continue par rapport aux années précédentes (4,5 en 2015 et 4,3 en 2014), et le groupe EDF est le 2e de son secteur d'activité, les *utilities,* parmi toutes les entreprises évaluées en obtenant la performance relative de 99/100.

Indices Euronext Vigeo

En novembre 2012, Euronext et Vigeo ont lancé conjointement une gamme d'indices distinguant les entreprises cotées en bourse qui démontrent les meilleures performances en matière de Responsabilité Sociale. Ces indices sont actualisés deux fois par an, en mai et novembre.

À fin 2016, EDF fait partie de tous les indices auxquels il peut prétendre : indices Euronext Vigeo World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

En 2016, EDF a obtenu une note de 60 sur 100, en progression de 2 points par rapport à la précédente notation (58 à fin 2014) et atteint ainsi pour la première fois le niveau *Advanced*. Il se classe parmi les meilleures des 48 entreprises du secteur des *Electric & Gas Utilities*.

Sustainalytics

En 2015, EDF obtient la note de 78 sur 100, en progression de 2 points par rapport à 2014 et de 7 points par rapport à 2013 et se classe 14e sur les 224 entreprises du secteur des *Utilities*.

Pour la période 2016-2017, EDF est à nouveau membre de l'indice STOXX ESG Leaders Index.

OEKOM

En 2015, EDF a obtenu la note de C+, comme en 2014 (C+ en 2014 et C en 2013, sur une échelle de D- à A+). La prochaine évaluation aura lieu au premier semestre 2017.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2016, EDF obtient le niveau *Advanced Level*, avec un score de A (sur une échelle de CCC à AAA), comme en 2015 et 2014.

EcoVadis

EDF obtient en 2016 le niveau *Advanced Level* avec la note de 72 sur 100, en progression de 5 points par rapport à 2015.

Afnor Acesia Solutions Achats

En 2015 EDF obtient la note de 91 sur 100 en progression de 6 points par rapport à la précédente évaluation (85 sur 100). À ce jour le résultat de la notation 2016 n'est pas encore connu.

PAP 50 Entreprises

Dans cette étude réalisée tous les 3 ans par WWF France sur l'évaluation de la politique papier des 50 plus grandes entreprises françaises, EDF obtient la note de 74 sur 100 et se hisse à la 7e place du classement global (en progression de 22 points par rapport à l'enquête précédente de 2013, 20e du classement).

3.6 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes

Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion, tel qu'inclus dans le document de référence.

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux Actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 [1], nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (ci-après les « Informations RSE »), présentées dans le rapport de gestion inclus au chapitre 3 du document de référence en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après le « Référentiel »), dont un résumé figure dans le rapport de gestion inclus au document de référence dans la partie « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales » et disponibles sur demande auprès du siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. 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 règles déontologiques, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE) ;
- d'exprimer, à la demande de la société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe * dans le chapitre 3 du document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Nos travaux ont mobilisé les compétences de 12 personnes et se sont déroulés entre septembre 2016 et février 2017 pour une durée d'intervention d'environ 15 semaines. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE.

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention et, concernant l'avis motivé sur la sincérité et l'attestation d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000 [2].

1. ATTESTATION DE PRÉSENCE DES INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des Directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de Développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion inclus au document de référence avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 3.4.2 du document de référence.

Conclusion

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion inclus au document de référence des Informations RSE requises.

2. AVIS MOTIVÉ SUR LA SINCÉRITÉ DES INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené une centaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des Directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier 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 ;

1. *Dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr.*
2. *ISAE 3000* – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de Développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les Informations RSE que nous avons considérées les plus importantes, listées en annexe 1 du présent rapport :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de directions listées en annexe 2 du présent rapport, sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 90 % des effectifs et entre 23 % et 100 % des informations quantitatives environnementales.

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnage ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

3. ATTESTATION D'ASSURANCE RAISONNABLE SUR UNE SÉLECTION D'INFORMATIONS RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par la société, présentées en annexe 1 comme faisant l'objet d'une assurance raisonnable, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans la partie 2 ci-dessus pour les informations RSE considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente 90 % des effectifs et 42 % des émissions totales de CO_2 (scope 1) dues à la production d'électricité et de chaleur.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par la société.

Conclusion

À notre avis, les informations sélectionnées par la société sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel.

Neuilly-sur-Seine, le 14 février 2017

L'un des Commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Anthony Maarek

Associé, Audit

Florence Didier-Noaro

Associée, Développement Durable

ANNEXE 1 INFORMATIONS RSE CONSIDÉRÉES LES PLUS IMPORTANTES

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance raisonnable

Groupe EDF :

- Effectif au 31 décembre
- Répartition des salariés par âge
- Effectif hommes
- Effectif femmes

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance modérée

Groupe EDF :

- Hommes cadres
- Femmes cadres
- Pourcentage de femmes dans le collège Cadres
- Embauches
- Autres arrivées
- Départs retraite/inactivité
- Démissions
- Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office
- Autres départs
- Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)
- Accidents mortels (salariés)
- Accidents mortels (prestataires)
- Taux de fréquence
- Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)
- Taux de gravité
- Nombre total d'heures de formation
- Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation
- Nombre d'employés en situation de handicap

EDF :

- Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année

Information quantitative environnementale faisant l'objet d'une assurance raisonnable

Groupe EDF :

- Émissions totales de CO_2 (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas)

Informations quantitatives environnementales faisant l'objet d'une assurance modérée

Groupe EDF :

- Combustibles & matières premières – consommation de combustibles
  - Charbon
- Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise
  - Eau de refroidissement prélevée
  - Eau de refroidissement prélevée, dont la part eau douce
  - Eau de refroidissement restituée
  - Eau de refroidissement restituée, dont la part eau douce
- Air – émissions de gaz
  - Émissions de SO_2
  - Émissions de NO_x
  - Poussières
  - Émissions de SF_6
  - Émissions indirectes de CO_2 (scope 3), dues à la combustion du gaz vendu aux clients finaux
- Déchets conventionnels
  - Déchets dangereux
  - Déchets non dangereux
  - Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation
  - Cendres produites
- Énergie
  - Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)
- Indicateurs nucléaires – EDF :
  - Combustible nucléaire chargé en réacteur
  - Rejets d'activité dans l'air :
    - Carbone 14
    - Tritium
  - Rejets d'activité dans l'eau :
    - Carbone 14
    - Tritium
  - Combustible nucléaire évacué
  - Déchets nucléaires de déconstruction
    - Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA)
    - Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA)
  - Déchets nucléaires d'activité
    - Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité
    - Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte
    - Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue
- Indicateurs nucléaires – EDF Energy :
  - Rejets d'activité dans l'eau :
    - Tritium – réacteur AGR (Advanced Gas-cooled Reactor)
    - Tritium – réacteur PWR (Pressurised Water Reactor)
  - Rejets d'activité dans l'air :
    - Carbone 14 – réacteur AGR
    - Carbone 14 – réacteur PWR
    - Tritium – réacteur AGR
    - Tritium – réacteur PWR
  - Uranium évacué
  - Déchets radioactifs à faible activité évacués
  - Déchets radioactifs à moyenne activité générés

Informations qualitatives sociales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Le développement des compétences : préparer l'avenir »
- Paragraphe « Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous »
- Paragraphe « Égalité entre femmes et hommes »

Informations qualitatives environnementales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Décarboner la production d'électricité » partie 4 « Produire un bilan GES »
- Paragraphe « Stratégie d'adaptation au changement climatique »
- Paragraphe « La biodiversité »
- Paragraphe « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux »

Informations qualitatives sociétales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Objectifs de responsabilité d'entreprise »
- Paragraphe « Éthique & Conformité »
- Paragraphe « Dialogue et territoires », partie 2 « Concerter »
- Paragraphe « Populations fragiles : les clients vulnérables »
- Paragraphe « Populations fragiles : l'accès à l'énergie »

ANNEXE 2 ENTITÉS SÉLECTIONNÉES

Entités sélectionnées au sein d'EDF

- Agence RH de Nancy
- Agence RH de Lyon
- Centre nucléaire de production d'électricité de Gravelines
- Centre nucléaire de production d'électricité de Flamanville
- Centrale nucléaire en déconstruction de Bugey
- Centrale de production thermique de Blénod 5
- Centrale de production thermique du Havre
- Centre de post-exploitation de Vaires-sur-Marne
- Division Production Nucléaire – Unité d'ingénierie d'exploitation
- Division Production Nucléaire – Unité technique opérationnelle
- Division Ingénierie Nucléaire – Direction de Projets Déconstruction Déchets
- Division Combustible Nucléaire
- Systèmes Énergétiques Insulaires de Guyane (HS)

Entités sélectionnées au sein d'Enedis

- Palier de consolidation Enedis
- Unité service régionale Île-de-France

Entités sélectionnées au sein de SOCODEI

- Centre nucléaire de traitement et de conditionnement des déchets faiblement radioactifs – Centraco

Entités sélectionnées au sein de Production Électrique Insulaire

- Centrale électrique de Port-Est, La Réunion

Entités sélectionnées au sein d'EDF Energy

- *Combined Cycle Gas Turbine of West Burton*
- *Nuclear power plant of Heysham A*
- *Nuclear power plant of Heysham B*
- *HR center of Crawley*

Entités sélectionnées au sein d'EDF Énergies Nouvelles

- EDF Renewable Energy UK (RH)

Entités sélectionnées au sein d'Edison

- Centrale di Altomonte
- Centrale di Simeri Crichi
- Edison Italy (RH)

Entités sélectionnées au sein de Tiru

- Unité d'incinération des ordures ménagères de Saint-Ouen

Entités sélectionnées au sein de Dalkia

- Région Est
- Région Centre Ouest
- Dalkia en France (sociétés gérées en paie)
- Optimal Solutions (RH)

Entités sélectionnées au sein d'EDF Luminus

- Centrale de Ringvaart à Gand
- EDF Luminus (RH)

4

Gouvernement d'entreprise

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 230

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 232

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 232
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 248
4.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 251

4.3 Organes créés par la Direction Générale 254

4.3.1 Composition du Comité exécutif 255
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 255

4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation, de conflits d'intérêts et de contrats de service des membres des organes d'administration et de direction générale 257

4.4.1 Absence de liens familiaux 257
4.4.2 Absence de condamnation 257
4.4.3 Conflits d'intérêts 257
4.4.4 Contrats de service 257

4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 258

4.5.1 Participation des administrateurs 258
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 259

4.6 Rémunération et avantages 260

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux 260
4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 263

4.7 Rapport 2016 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 264

4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration 265

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. 225-37 du Code de commerce [1], 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, de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document de référence 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 (voir la section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ;
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 4.6.1.1.1 « Modalités de détermination de la rémunération ») ; ou
- le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 4.2.2.3 « Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du 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 (1)	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Réunion du Conseil hors la présence des dirigeants mandataires sociaux exécutifs Recommandation n° 10.3 : *« Il est recommandé d'organiser chaque année une réunion hors la présence des dirigeants mandataires sociaux exécutifs. »*	Il n'a pas été tenu en 2016 de réunion des membres du Conseil hors la présence du Président-Directeur Général.	Le règlement intérieur du Conseil d'administration ne prévoit pas à ce jour l'organisation de ce type de réunions. Cette possibilité pourra toutefois être réexaminée dans le cadre de la préparation de la prochaine mise à jour du règlement intérieur du Conseil.	Voir la section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 ».
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration Recommandation n° 13.2 : *« L'échelonnement des mandats est organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs. »*	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration tous les cinq ans n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014 mais la Société n'a pas mis en œuvre le renouvellement échelonné du Conseil d'administration.	La Société a modifié ses statuts lors de l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 en vue de réduire la durée du mandat des administrateurs à 4 ans. S'agissant de l'échelonnement du renouvellement des mandats, cette possibilité est désormais ouverte à la Société. L'Assemblée générale du 12 mai 2016 a nommé M^me^ Claire Pedini, dont le mandat est décalé par rapport à celui des autres administrateurs.	Voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs ».
Mandats des dirigeants mandataires sociaux exécutifs Recommandation n° 18.2 : *« Un dirigeant mandataire social exécutif (…) doit en outre recueillir l'avis du conseil avant d'accepter un nouveau mandat social dans une société cotée. »*	Le règlement intérieur du Conseil d'administration ne prévoit pas de règle selon laquelle le Président-Directeur Général devrait requérir l'avis du Conseil avant d'accepter un nouveau mandat dans une société cotée.	L'acceptation d'un nouveau mandat par le dirigeant mandataire social exécutif relève de sa situation individuelle et de son appréciation personnelle, dès lors qu'il respecte les règles de limitation du nombre de mandats issues du Code de commerce et du code AFEP-MEDEF.	Voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ».

1. *Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.*

Recommandation du code AFEP-MEDEF [1]	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation nº 19 : *« 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 jetons de présence alloués. A défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses jetons de présence 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 des jetons de présence alloués.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'État ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'État. S'agissant des représentants de l'État n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique 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 4.6.1.2 « Rémunération globale des administrateurs » et 4.5 « Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants ».
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation nº 22 : *« 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. Cette décision est réexaminée au moins à chaque renouvellement de leur mandat. (…) 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 jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret nº 2012-915 du 26 juillet 2012 modifiant le décret nº 53-707 du 9 août 1953. 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 4.6.1.1 « Rémunération globale du Président-Directeur Général », 4.6.2 « Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites » et 4.5 « Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants ».
Règles de répartition des jetons de présence Recommandation nº 20.1 : Le mode de répartition des jetons de présence *« 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 jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	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 à titre de jetons de présence 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 l'enveloppe totale des jetons de présence et, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, qu'elle est adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.1.2 « Rémunération globale des administrateurs ».

(1) Code mis à jour en novembre 2016.

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

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, le cas échéant 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 du 26 juillet 1983 [1].

À la date de dépôt du présent document de référence, 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 central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative. Toutefois, en application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Commissaire du Gouvernement est informé des décisions d'investissement et peut s'opposer aux décisions 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.

Depuis le 1er janvier 2016 et jusqu'à la date de dépôt du présent document de référence, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Administrateur	Date de nomination/démission	En remplacement de
M. Philippe Varin	Administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires	Démission le 31 mars 2016 avec effet à l'Assemblée générale du 12 mai 2016	n. a.
Mme Claire Pedini	Administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires	Assemblée générale du 12 mai 2016	M. Philippe Varin
M. Gérard Magnin	Administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État	Démission le 28 juillet 2016	n. a.
Mme Michèle Rousseau	Administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État	Conseil d'administration du 30 septembre 2016 (1)	M. Gérard Magnin

(1) Le Conseil d'administration de la Société a décidé, conformément aux articles L. 225-24 du Code de commerce et 13 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, de nommer à titre provisoire Mme Michèle Rousseau en qualité d'administratrice en remplacement de M. Gérard Magnin, démissionnaire, et ce pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018. La nomination de Mme Rousseau sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 18 mai 2017.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration

En application de l'article L. 225-181 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF, en tant que société cotée et entreprise publique, est soumise aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance, et la Société devait respecter une proportion de 40 % de femmes au sein du Conseil d'administration en 2017. Cette proportion a été atteinte au cours de l'exercice 2016.

À la date du dépôt du présent document de référence, et compte tenu de la cooptation de Mme Rousseau lors de la réunion du Conseil d'administration du 30 septembre 2016, le Conseil d'administration d'EDF compte en effet sept femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 41,7 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (hors administrateurs représentant les salariés).

Informations concernant les administrateurs

La liste des administrateurs, les renseignements personnels les concernant ainsi que les informations concernant leurs mandats à la date du 15 janvier 2017 [4] figurent ci-après.

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, aux chapitres II et III du titre II de cette 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.*
4. *Sauf indication contraire dans le tableau.*

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY, 61 ans

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 (1)

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux Postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatial Thales. Administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014, Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général de la Société depuis le 27 novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Président du Conseil d'administration	Edison	Italie	G-C
Président du Conseil d'administration	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Administrateur	EDF Énergies Nouvelles	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Vice-président du Conseil d'administration	Eurelectric	Belgique	
Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Thales
- Président-Directeur Général de SFR
- Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines Télécom (anciennement Institut Télécom)
- Président du Conseil d'administration de l'Institut Télécom
- Président de JBL Consulting & Investments
- Président du Conseil de surveillance de Viroxis
- Président du Directoire de Vivendi
- Président du Conseil de surveillance du groupe Canal +
- Président du Conseil de surveillance de Canal + France
- Vice-président du Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS)
- Administrateur de DCNS
- Administrateur de l'Institut Pasteur
- Administrateur de Vinci

À l'étranger

- Président du Conseil d'administration d'Activision Blizzard
- Président du Conseil d'administration de Global Village Telecom (Holding) GVT
- Vice-président du Conseil de surveillance de MarocTelecom

(1) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

Olivier APPERT, 67 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

17 juin 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur général des Mines, Olivier Appert a débuté au service des Mines de Lyon. Après avoir occupé différents postes au sein du ministère de l'Industrie et du cabinet du Premier ministre, il est ensuite nommé Directeur Adjoint du cabinet du ministre chargé de l'Industrie de 1984 à 1986. En 1987, il prend la responsabilité de la stratégie de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 Directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, Olivier Appert rejoint en 1994 la Direction Générale de l'IFP où il prend en charge les activités de recherche et développement. En 1998, il est nommé Directeur Général d'Isis, holding technologique dont l'IFP était actionnaire majoritaire. En 1999, il devient Directeur de la Coopération long terme et de l'Analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). De 2003 à 2015, il est Président-Directeur Général de l'IFP, devenu en juillet 2010 IFP Énergies Nouvelles (IFPEN). Délégué Général de l'Académie des technologies depuis mars 2015, il est également Président du Conseil français de l'énergie depuis 2010 et de France Brevets depuis décembre 2016. Olivier Appert est administrateur d'EDF depuis juin 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Délégué général de l'Académie des Technologies
- Président du Conseil français de l'énergie

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Délégué général	Académie des Technologies	France
Président	Conseil français de l'énergie	France
Président du Conseil d'administration	France Brevets	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles
- Administrateur de CGG
- Administrateur de l'Institut de physique du globe de Paris (IPGP)
- Administrateur de Storengy
- Administrateur de Technip

Philippe CROUZET, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2009

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires et membre du Comité d'audit

Actions détenues

210 actions

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Philippe Crouzet est ancien Maître des requêtes au Conseil d'État. Il a exercé la plus grande partie de sa carrière chez Saint-Gobain, qu'il a rejoint en 1986. Il a été successivement Directeur du Plan, Directeur Général des Papeteries de Condat, Délégué Général en Espagne et au Portugal et Directeur de la Branche Céramiques Industrielles. De 2000 à 2004, il a occupé le poste de Directeur Général adjoint en charge des Finances, des Achats et des Systèmes d'Information. Il est par la suite nommé Directeur Général adjoint du Groupe en charge du Pôle Distribution Bâtiment, avant de rejoindre Vallourec, leader mondial des tubes en acier pour les marchés de l'énergie. Membre du Conseil de surveillance de Vallourec depuis avril 2008, il devient Président du Directoire du Groupe en avril 2009. Il est par ailleurs Vice-président de l'Institut de l'entreprise et administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris). Philippe Crouzet est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Directoire de Vallourec

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Président du Directoire	Vallourec	France	C
Président et administrateur	Vallourec Tubes	France	
Administrateur	Théâtre national de l'Opéra-Comique	France	
Administrateur	Théâtre de la Ville (Paris)	France	
Vice-président	Institut de l'entreprise	France	
Administrateur	Vallourec Tubos do Brasil SA	Brésil	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président et membre du Conseil de surveillance de Vallourec Tubes France
- Administrateur de Vallourec Oil & Gas

Bruno LAFONT, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

20 mai 2008

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

171 actions

Nationalité

Française

Diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC) et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Bruno Lafont a débuté au sein du groupe Lafarge, occupant dès 1983 plusieurs postes à la Direction Financière et à l'International. En 1995, il devient Directeur Général adjoint Finance du Groupe et rejoint le Comité exécutif avant d'être nommé, en 1998, Président de l'activité Plâtre. Il est nommé, en 2003, Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur en 2005. Nommé Directeur Général en 2006, il est Président-Directeur Général de Lafarge de 2007 à 2015. Il est Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim et Président d'honneur de Lafarge depuis juillet 2015. Administrateur d'ArcelorMittal depuis 2011 et de l'Association française des entreprises privées (AFEP) depuis mai 2013, il est membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le Développement durable (WBCSD) depuis novembre 2013 et Président du pôle Développement durable du Mouvement des entreprises de France (MEDEF) depuis février 2014. Bruno Lafont est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Co-président du Conseil d'administration de LafargeHolcim
- Président d'honneur de Lafarge

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Co-président du Conseil d'administration	LafargeHolcim	Suisse	C
Président et administrateur	Lafarge Ciments	France	
Administrateur	ArcelorMittal	Luxembourg	C
Administrateur	Association française des entreprises privées (AFEP)	France	
Président du Pôle Développement durable	Mouvement des entreprises de France (MEDEF)	France	
Membre du Comité exécutif	Conseil mondial des entreprises pour le Développement durable (WBCSD)	Suisse	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Lafarge
- Président de l'Association française des entreprises pour l'environnement (EPE)

À l'étranger

- Administrateur de Lafarge India (Inde)
- Administrateur de Lafarge Cement Shui On (Chine)

Bruno LÉCHEVIN, 65 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

6 mai 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'éthique

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'un diplôme de troisième cycle de l'Institut d'études politiques de Paris, Bruno Léchevin a débuté chez EDF et a exercé par la suite différents mandats syndicaux. Secrétaire fédéral de la fédération Gaz-Électricité CFDT de 1983 à 1988, il devient Secrétaire Général en 1988 et membre du bureau national de la confédération CFDT de 1988 à 1997 puis Secrétaire Fédéral de la fédération Chimie-Énergie de 1997 à 1999, tout en étant parallèlement membre du Haut Conseil du secteur public de 1992 à 1999. Nommé en 2000, pour deux ans, Commissaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), son mandat a été renouvelé pour six ans. Délégué Général du Médiateur national de l'énergie de mars 2008 à mars 2013, il a exerçé en parallèle le rôle de Conseiller spécial auprès du Président de la CRE. Bruno Léchevin est également Vice-président, membre fondateur d'Électriciens sans frontières, organisation intervenant dans le domaine de l'accès à l'énergie et à l'eau dans les pays en développement. Ses principaux domaines d'intervention sont les marchés de l'énergie, la régulation, l'efficacité énergétique, la maîtrise de l'énergie, l'environnement et la protection des consommateurs d'énergie. Nommé administrateur au sein du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en février 2013, il en devient le Président en mars 2013. Bruno Léchevin est également Président de l'Observatoire national de la précarité énergétique depuis juin 2016. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Président	ADEME	France
Vice-président	Électriciens sans frontières	France
Président	Observatoire national de la précarité énergétique	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Délégué Général du Médiateur national de l'énergie
- Conseiller spécial du Président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Marie-Christine LEPETIT, 55 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

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

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 dès 1987 l'Inspection générale des finances 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 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 Conseillère 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 pré-remplie, télé-procédures, 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 Edouard Balladur comme Directrice associée et a été membre de la Commission de rénovation et déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances rattachée au ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au ministre des Finances et des Comptes publics depuis mars 2012. Administratrice de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées depuis 2015, Marie-Christine Lepetit est administratrice d'EDF depuis mai 2012.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattachée au ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au ministre des Finances et des Comptes publics

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Administratrice	Établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de la Fondation nationale des sciences politiques

Colette LEWINER, 71 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

11 avril 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'éthique et membre du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

1 807 actions (1)

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École normale supérieure, agrégée de physique et docteur ès sciences, Colette Lewiner, 71 ans, 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. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002 et membre du Comité stratégique de la recherche rapportant directement au Premier ministre français depuis février 2014. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Eurotunnel, Nexans et Ingenico. Colette Lewiner est administratrice d'EDF depuis avril 2014.*

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Nexans	France	C
Administratrice	Eurotunnel	France	C
Administratrice	Ingenico	France	C

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Présidente du Conseil d'administration de TDF
- Administratrice de Lafarge

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)
- Administratrice TGS Nopec (Norvège)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Christian MASSET, 60 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

26 septembre 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC), Christian Masset a débuté à la Direction des Affaires politiques du ministère des Affaires étrangères en 1984. En 1987, il est nommé Premier secrétaire auprès de l'ambassade de France à Londres, avant de rejoindre, en 1989, la Direction des Affaires économiques du ministère des Affaires étrangères à Paris. De 1991 à 1994, il est Premier conseiller auprès de l'Ambassade de France à Pretoria, puis, de 1994 à 1997, Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne. De 1997 à 1999, il exerce la fonction de Conseiller technique auprès du cabinet du ministre des Affaires étrangères. Ministre conseiller auprès de l'Ambassade de France à Rome entre 1999 et 2002, il est Représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne entre 2002 et 2007, puis est nommé Directeur des Affaires économiques et financières du ministère des Affaires étrangères. En 2009, il est nommé Directeur de la Direction Générale de la Mondialisation, du Développement et des Partenariats. À ce titre, il a notamment occupé les fonctions de Président du Conseil d'administration de l'Agence pour l'enseignement du français à l'étranger ainsi que du groupement d'intérêt public France coopération internationale. De janvier 2012 à juillet 2014, il est Ambassadeur de France au Japon. Depuis le 1er août 2014, il est Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du Développement international. Christian Masset est administrateur d'EDF depuis septembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du développement international

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administrateur	AREVA	France	C
Administrateur	France Médias Monde	France	
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France	
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France	
Administrateur	Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires	France	
Administrateur	École nationale d'administration (ENA)	France	
Administrateur	Institut Français	France	
Membre	Comité de l'énergie atomique (CEA)	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre du Conseil de surveillance d'AREVA

Laurence PARISOT, 57 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues

100

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit public de l'université de Nancy II, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA d'études politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot, a débuté en 1983 en qualité de collaboratrice d'Alain Lancelot, Président du CEVIPOF (Centre d'études de la vie politique française). En 1985, elle entre en tant que chargée d'études à l'institut de sondages Louis Harris dont elle devient Directrice Générale en 1986. En 1990, elle acquiert l'institut de sondages et d'études de marchés IFOP et en devient Présidente-Directrice Générale, puis Vice-présidente du Directoire de 2006 à 2016. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est aujourd'hui Directrice Associée du cabinet de conseils Gradiva. Elle est par ailleurs administratrice de BNP Paribas, membre du Conseil d'administration de la Fondation nationale des sciences politiques (FNSP) et Présidente du Conseil scientifique de la Fondapol. Laurence Parisot est administratrice d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Associée chez Gradiva

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Gérante	Gradiva	France	
Administratrice	BNP Paribas	France	C
Présidente du Conseil scientifique	Fondapol	France	
Administratrice	Fondation nationale des sciences politiques (FNSP)	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Administratrice de la Coface
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin

Claire PEDINI, 51 ans

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

12 mai 2016

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'éthique

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. Depuis juin 2010, Claire PEDINI est Directrice Générale Adjointe, chargée des Ressources humaines pour le Groupe Saint-Gobain. Administratrice d'Arkema de 2010 à 2016, elle est administratrice d'EDF depuis mai 2016.*

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, chargée des Ressources humaines de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice d'Arkema

Michèle ROUSSEAU, 59 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 (1)

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École nationale supérieure des Mines de Paris et ingénieur général des Mines, Michèle Rousseau a débuté 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 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 est 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 est Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Elle est administratrice d'EDF depuis septembre 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France au sein du Conseil général de l'environnement du développement durable

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années :

Néant.

(1) La nomination de M^me^ Rousseau sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 18 mai 2017.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL, 63 ans

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité des nominations et des rémunérations et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École nationale supérieure des postes et télécommunications, Martin Vial a débuté en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur Adjoint puis Directeur des Cabinets du ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre syndicale du transport aérien et de la Fédération nationale de l'aviation marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du groupe La Poste et parallèlement Vice-Président de la Caisse nationale de prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de Conseiller-Maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance, et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault, Thales et Bpifrance. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2015.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	Thales	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directeur Général et administrateur d'Europ Assistance Holding
- Président d'International Health Solutions
- Président de Sicav Libertés et Solidarités
- Administrateur d'Hormair Vacances
- Administrateur de Business Solutions Capital

À l'étranger

- Président de Club Santé Afrique (États-Unis)
- Président d'Europ Assistance Brésil, Belgique, France, Royaume-Uni, USA
- Administrateur d'Europ Assistance Afrique du Sud, Allemagne, Chine, Espagne, Italie, Portugal

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christine CHABAUTY, 45 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2009

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'éthique

Actions détenues
0

Nationalité
Française

Diplômée en Droit, Christine Chabauty a acquis une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et a rejoint, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients Grands Comptes. Elle travaille aujourd'hui au département Marketing et Opérations de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de Conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, Christine Chabauty est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Conseiller prud'homal	Conseil de prud'hommes	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Jacky CHORIN, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014 (1)

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique

Actions détenues
259 actions (2)

Nationalité
Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en Droit, Jacky Chorin a débuté à EDF en qualité de juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF. Membre du Conseil national de la transition écologique de 2014 à 2016, il est membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012. Parrainé par le syndicat Force Ouvrière (FO), Jacky Chorin a été administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009. Il est de nouveau administrateur d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Membre du Conseil national de la transition écologique
- Membre du Conseil économique, social et environnemental
- Représentant de Force Ouvrière au bureau de l'Institut de recherches économiques et sociales (IRES), organisme de recherche intersyndical placé auprès du Premier ministre
- Secrétaire fédéral de FO Énergies et Mines, chargé du pôle Expertises

(1) Jacky Chorin avait été préalablement administrateur d'EDF (EPIC puis société anonyme) de septembre 2004 à novembre 2009.
(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

Marie-Hélène MEYLING, 56 ans

Fonction exercée dans la Société
Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er septembre 2011

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique

Actions détenues
28 actions

Nationalité
Française

Diplômée en communication (université Paris V), Marie-Hélène Meyling a rejoint EDF en 1982 pour y exercer successivement différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'oriente ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. De 2008 à 2011, elle siège au Comité central d'entreprise d'EDF. Elle est actuellement ingénieur senior à la Direction Innovation Stratégie Programmation d'EDF. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a en outre obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Parrainée par la CFDT, Marie-Hélène Meyling est administratrice d'EDF depuis septembre 2011.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur Senior à la Direction Innovation Stratégie Programmation d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Représentante des salariés des Industries électriques et gazières au titre de la CFDT	Conseil supérieur de l'énergie (CSE)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Jean-Paul RIGNAC, 54 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
1er novembre 2007

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité de la stratégie

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 aujourd'hui ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, Jean-Paul Rignac est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche & Développement d'EDF

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

Christian TAXIL, 41 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues
1090 actions (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 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. Parrainé par la CFE-CGC, Christian Taxil est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.*

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Chargé de mission auprès de la Direction des Ressources humaines

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Élu	Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Secrétaire général de la Fédération CFE-CGC Énergies
- Conseiller municipal à Courdimanche (95)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

Maxime VILLOTA, 57 ans

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil
5 décembre 2006

Dernier renouvellement
23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)
Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues
38 actions (1)

Nationalité
Française

Maxime Villota a débuté chez EDF en 1981 au Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le CNPE de Tricastin en 1987 où il est aujourd'hui Coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Parrainé par la CGT, Maxime Villota est administrateur d'EDF depuis décembre 2006.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2016

Fonction principale exercée dans la Société

- Coordinateur politique achats à la mission Finances et Relations industrielles au Centre nucléaire de production d'électricité d'EDF de Tricastin

Mandat/Fonction	*Dénomination*	*Pays*
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

4.2.2 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Le règlement intérieur du Conseil est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs

En application de la faculté accordée par l'ordonnance du 20 août 2014 précitée, l'Assemblée générale des actionnaires d'EDF réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société et réduit la durée du mandat des administrateurs à quatre ans. Par exception, les statuts prévoient que la durée du premier mandat des administrateurs représentant les salariés, entré en vigueur après l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 sera de cinq ans et que la durée du mandat des administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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.

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément à l'article 12 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 de Grande Instance rendue en la forme d'un référé 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 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi section 4.4.3 « 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 et se conformer au code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil 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.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société » ci-après), Politique Éthique & Conformité Groupe, Objectifs de Responsabilité d'Entreprise du Groupe, code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et guides d'application du Haut Comité de gouvernement d'entreprise (HCGE).

4.2.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale – 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 mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social 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.

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, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, au terme de ce processus, Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

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[1].

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 section 4.2.2.4 « 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.

4.2.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. 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.

1. *En application de ce texte, M. Jean-Bernard Lévy avait été nommé, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 23 novembre 2014.*

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ; l'autorisation préalable du Conseil d'administration est requise pour ces mêmes opérations, et selon les mêmes seuils, lorsqu'elles sont réalisées par une entreprise contrôlée exclusivement par la Société ;
- les opérations et programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants supérieurs à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil avait fixé pour l'exercice 2016 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières dans le cadre d'un plafond global annuel fixé à 15 milliards d'euros. Pour 2017, le Conseil d'administration a décidé de reconduire les mêmes seuils d'autorisation ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services, avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 350 millions d'euros, ou compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ; le Conseil est par ailleurs informé des avenants conclus sur les marchés qu'il a autorisés qui conduisent à augmenter le montant du marché initial de plus de 30 % ou de plus de 350 millions d'euros ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement 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 détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le CO_2 ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les stratégies relatives aux achats de gaz ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les accords stratégiques 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, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. 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 d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »). Le Conseil détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Conseil d'administration délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, et il définit annuellement les orientations stratégiques de la Société établies en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail.

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

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 la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un Représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général en sa qualité de dirigeant mandataire social exécutif ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF.

Lors de la réunion conjointe du 13 janvier 2017, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 24 janvier 2017, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'administrateurs indépendants M^mes^ Colette Lewiner, Laurence Parisot et Claire Pedini ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

En particulier, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles les administrateurs exercent des mandats, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif, au travers de l'importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés (et leurs groupes) et des flux croisés d'affaires et de facturation recensés au cours de l'exercice 2016 et sur un plan qualitatif (nature et continuité de la relation, position de l'administrateur dans les sociétés concernées, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Le Conseil d'administration a notamment constaté, sur la base des classements des clients et fournisseurs du Groupe, qu'aucune de ces sociétés ne pouvait être qualifiée de client ou fournisseur significatif du Groupe. À l'issue de ces analyses, le Conseil a conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants.

À la date du présent document de référence, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF, soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %, supérieure aux recommandations du code (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

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 d'éthique 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 que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

Évaluation annuelle

En 2015, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, examiné par le Comité d'éthique avant envoi aux administrateurs. Comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives et des propositions d'évolution, ce questionnaire a été complété de manière anonyme par les administrateurs puis dépouillé par le Secrétariat du Conseil. L'évaluation ainsi conduite couvrait notamment les domaines suivants :

- organisation des séances du Conseil d'administration et des réunions de Comités (nombre et durée, délais d'envoi des dossiers…) ;
- domaines de compétences et méthodes de travail du Conseil (organisation et qualité des débats, suivi des décisions) et des Comités ;
- composition du Conseil d'administration ;
- relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale ;
- informations mises à la disposition des administrateurs.

Des résultats 2015, examinés par le Comité d'éthique le 8 décembre 2015 et présentés au Conseil le 9 décembre 2015, il ressortait que les administrateurs étaient, d'une manière générale, satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités. Les administrateurs considéraient notamment que la qualité des présentations et des débats ainsi que les travaux des Comités contribuaient à éclairer leurs votes. Le nombre de réunions et leur durée, le programme de travail ainsi que l'équilibre des pouvoirs entre le Président-Directeur Général et le Conseil étaient jugés satisfaisants. Les administrateurs estimaient avoir un accès suffisant au Président-Directeur Général et aux autres membres de la Direction de la Société. Ils avaient particulièrement apprécié la tenue en 2015 d'un séminaire annuel consacré à la stratégie et jugé utiles les travaux du groupe de travail composé d'administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'activités d'AREVA NP (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »).

Les axes d'améliorations identifiés portaient principalement sur le temps consacré par le Conseil à l'examen de certains sujets et la composition du Conseil. Le Comité d'éthique avait ainsi présenté au Conseil les propositions suivantes : enrichir le programme de travail 2016 du Conseil et des Comités en tenant compte des attentes exprimées, alléger la durée des présentations afin d'assurer un meilleur équilibre entre présentations et débats et mener une réflexion sur la composition du Conseil, notamment dans la perspective de l'atteinte en 2017 d'une proportion de 40 % de femmes au Conseil, conformément à la loi, et d'augmenter le cas échéant le nombre d'administrateurs indépendants. Ces propositions ont fait l'objet de suivi et d'une mise en œuvre courant 2016 (voir notamment les sections 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs » et 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Évaluation triennale

La dernière évaluation externe ayant été réalisée en 2013, l'évaluation au titre de 2016 a été confiée à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres, sous la direction du Comité d'éthique. L'évaluation a été menée, fin 2016 et début 2017, par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil avec la Présidente du Comité d'éthique.

Dans ce cadre et pour la première fois, l'analyse de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil a été également réalisée.

À la date de dépôt du présent document de référence, l'évaluation triennale est encore en cours.

4.2.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines. Le Conseil d'administration est informé de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale, de la Société.

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 au Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, les administrateurs élus par les salariés peuvent suivre une formation à la gestion des entreprises et aux spécificités industrielles et opérationnelles de la Société qui peut être étendue aux autres administrateurs.

4.2.2.8 Activité du Conseil d'administration en 2016

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2016, le Conseil d'administration s'est réuni quinze fois, et vingt-sept réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les administrateurs se sont également réunis une journée en séminaire stratégique.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne trois heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 92,8 % en 2016.

En 2016, le Conseil d'administration a examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que la trajectoire financière du Groupe, le projet de développement de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point au Royaume-Uni, les enjeux liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement du parc 900 MW, le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités d'AREVA NP, les discussions avec l'État concernant le projet de protocole d'indemnisation relatif à la centrale de Fessenheim, le projet de cession par EDF d'une participation de 49,9 % du capital de RTE, le programme d'investissements concernant la prolongation de la durée de vie de centrales nucléaires (Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2 et Torness) au Royaume-Uni, la cession par EDF International de sa filiale hongroise EDF Démász ZRt, l'avancement du déploiement du projet Linky et l'engagement de la deuxième tranche du projet, le projet de réduction des activités charbon et fret d'EDF Trading, la stratégie Gaz du Groupe et la stratégie d'approvisionnement, la réponse du Conseil d'administration aux orientations stratégiques alternatives proposées par le Comité central d'entreprise d'EDF en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail (consultation au titre de 2015) ainsi que les orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation, au titre de 2016, du Comité central d'entreprise, la réponse d'EDF au droit d'alerte économique

initié en décembre 2015 par le Comité central d'entreprise, la procédure d'approbation préalable par le Comité d'audit concernant la fourniture par les Commissaires aux comptes et leur réseau de services autres que la certification des comptes, les rapports de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ou la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

Le Conseil d'administration a également été informé de sujets majeurs tels que l'avancement des projets d'EPR de Flamanville et de Taishan (Chine), les questions de qualité de fabrication des usines d'AREVA et leur impact sur la trajectoire de production nucléaire ou encore des questions liées à l'état du parc nucléaire ou au dispositif de l'ARENH dans un contexte de remontée des prix de marché de gros de l'énergie.

Enfin, dans le cadre d'un séminaire stratégique d'une journée, le Conseil a examiné des sujets tels que le fonctionnement du marché de l'électricité à court terme et l'évolution des marchés de l'électricité à moyen terme, les enjeux de régulation des marchés européens ainsi que la stratégie Clients particuliers.

Groupes de travail des administrateurs indépendants – dossiers AREVA et Fessenheim

Dans le cadre des discussions engagées en 2015 entre EDF et AREVA sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités d'AREVA NP, le Conseil d'administration a décidé, le 8 avril 2015, de constituer un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration d'EDF au sens des critères du code AFEP-MEDEF. Présidé par M^me^ Colette Lewiner, il comprenait également M^me^ Laurence Parisot et MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont. Ce groupe de travail avait pour mission, en liaison avec la Direction d'EDF, d'examiner tout projet résultant des discussions entre EDF et AREVA, au regard notamment de son intérêt stratégique et industriel, de ses éléments financiers et de ses enjeux sociaux. Sans se substituer aux travaux des Comités du Conseil d'administration, ni aux processus de prise de décision en place au niveau du Conseil, le groupe de travail était chargé de formuler, sur la base de son analyse indépendante, toutes recommandations utiles au Conseil sur le projet. Dans ce cadre, il 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, et de l'éclairage technique de conseils juridiques. Le groupe de travail, qui a tenu plusieurs réunions en 2015 et 2016, a émis des avis destinés au Conseil d'administration et au Comité de la stratégie à différents stades des discussions avec AREVA.

Par ailleurs, le Conseil d'administration a également décidé, le 3 juin 2016, de confier à un groupe de travail composé des administrateurs indépendants, à savoir M^mes^ Colette Lewiner, Laurence Parisot et Claire Pedini et MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le suivi des discussions engagées entre EDF et l'État au sujet de la centrale de Fessenheim, en liaison avec la Direction d'EDF, et l'examen des termes et conditions du protocole d'indemnisation à conclure avec l'État en vue de les soumettre, le moment venu, pour délibération au Conseil d'administration. Dans ce cadre, le groupe de travail a reçu de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et avait la possibilité d'entendre les parties prenantes concernées. Il était assisté d'un conseil économique et financier et d'un conseil juridique. Le groupe de travail, qui a tenu plusieurs réunions en 2016 et 2017, a émis un avis sur le projet de protocole transactionnel entre l'État et EDF en vue de la réunion du Conseil d'administration du 24 janvier 2017 qui a délibéré sur le sujet.

4.2.3 LES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

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 plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

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 les Comités comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- M^me^ Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- M^me^ Colette Lewiner pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

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.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. La durée des réunions permet un examen et une discussion approfondis des matières relevant de leurs compétences.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit un délai minimum de trois jours ouvrables entre la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans les missions d'un Comité et la réunion dudit Comité, à l'exception du Comité des nominations et des rémunérations qui peut se tenir à tout moment.

Les Comités peuvent solliciter des conseils et études techniques externes sur des sujets relevant de leurs compétences, aux frais de la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général ou le Conseil d'administration, à charge d'en rendre compte au Conseil.

4.2.3.1 Comité d'audit

Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce. Cet article 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. Le code AFEP-MEDEF dispose par ailleurs que les membres du Comité d'audit doivent avoir une compétence financière ou comptable.

Le Comité d'audit est présidé par M^me^ Marie-Christine Lepetit, administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État. Les autres membres du Comité sont M^mes^ Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet, administrateurs indépendants nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^me^ Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Christian Taxil et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés. Il comprend donc trois administrateurs indépendants sur les quatre pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion de trois quarts pour un minimum de deux tiers recommandés par le code AFEP-MEDEF.

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif.

Lors de la réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations avaient examiné la situation de M^mes^ Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni

le 10 décembre 2014 avait constaté que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet 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 en date du 22 juillet 2010. Le 24 janvier 2017, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet. Il en ressort que Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet répondent à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit s'est réuni huit fois en 2016. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 87,5 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne trois heures, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

En application de l'article L. 823-19 du Code de commerce, 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. 822-112 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 préparés par la Direction Financière ;
- le suivi des risques et du contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne, projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques) ;
- l'audit (programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, 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 par les Commissaires aux comptes 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 Commissaires aux comptes 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) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 4.2.2.4 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- 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 des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable de manière obligatoire, 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 aux 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 2016

En 2016, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes, le budget 2017 et le PMT 2017-2020, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2016, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit, l'économie du parc nucléaire existant et les aspects financiers du programme de Grand carénage ainsi que l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW en France, le mandat 2016 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers, la procédure d'approbation concernant la fourniture par les Commissaires aux comptes et leur réseau de services autres que la certification des comptes ainsi que les engagements hors bilan du Groupe. Le Comité d'audit a tenu deux réunions consacrées spécifiquement au projet Hinkley Point C avant la décision finale d'investissement par le Conseil d'administration. Il a également participé, au dernier trimestre 2016, au lancement du processus d'appel d'offres pour la désignation des Commissaires aux comptes pour la période 2017-2022, avant de formuler, le 10 février 2017, une recommandation destinée au Conseil d'administration du 13 février 2017 concernant le renouvellement des Commissaires aux comptes dont le mandat prend fin à l'issue de l'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017.

Le Comité peut recourir en tant que de besoin à des experts extérieurs. Il n'a pas utilisé cette faculté au cours de l'exercice 2016.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), institué par l'article 9 du décret no 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont Mme Marie-Christine Lepetit, Mme Michèle Rousseau (depuis le 3 novembre 2016) et M. Olivier Appert, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que Mme Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni trois fois en 2016. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 100 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et vingt minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de 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, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par la Société dans le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. À ce titre, il s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), qui est composé d'experts indépendants [1] et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

1. *Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés le 3 novembre 2016 pour trois ans par le Conseil d'administration après avis du CSEN.*

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 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 2016

En 2016, le Comité a examiné en particulier l'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo) pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue, le rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, le taux d'actualisation des engagements nucléaires, ainsi que les décisions et perspectives d'investissements dans le portefeuille d'actifs dédiés (voir section 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »).

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M[me] Laurence Parisot et MM. Olivier Appert et Christian Masset, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que M[me] Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac et Christian Taxil, administrateurs élus par les salariés.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer aux réunions du Comité.

Le Comité de la stratégie s'est réuni cinq fois en 2016. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 97,8 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et vingt minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public (voir section 1.5.2 « Service public en France »), les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

Activité en 2016

En 2016, le Comité de la stratégie a examiné en particulier le projet de développement de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point au Royaume-Uni, les réflexions stratégiques du Groupe sur les réacteurs nucléaires de 3[e] génération de moyenne puissance, la stratégie mobilité durable et le stockage, la politique de recherche et développement, la stratégie de communication d'EDF et l'état de l'opinion, la stratégie commerciale liée à la suppression des tarifs réglementés de vente jaune et vert, le contexte stratégique et les hypothèses structurantes du PMT 2017-2020, les orientations stratégiques en vue de la consultation, au titre de 2016, du Comité central d'entreprise en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail ainsi que le projet de réduction des activités charbon et fret d'EDF Trading. Une réunion d'échange a également eu lieue avec le Président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire sur les sujets nucléaires présentant un enjeu pour le Groupe.

4.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M[me] Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres sont M[me] Claire Pedini (depuis le 3 juin 2016) et M. Bruno Léchevin, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M[mes] Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et M. Jacky Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni six fois en 2016, dont deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 88,9 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine le rapport annuel du Médiateur d'EDF. Il pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »). Il peut donner un avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance ou qui lui auraient été signalées par le Président-Directeur Général.

Activité en 2016

En 2016, le Comité d'éthique a notamment examiné la démarche éthique Groupe et le bilan éthique 2015, les Engagements de Responsabilité d'Entreprise d'EDF, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, la politique santé et sécurité du Groupe, le rapport 2015 du Médiateur du groupe EDF et les résultats des enquêtes de satisfaction de la clientèle, l'avancement de la mise en place et du déploiement des actions et travaux de la Direction Éthique et Conformité Groupe. Le Comité a également participé au lancement du processus d'évaluation triennale du Conseil d'administration et à l'appel d'offres mené pour le choix du prestataire externe en charge de la réaliser. Enfin, le Comité a tenu deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations en vue d'examiner l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF (examen de la situation des administrateurs en fonction au début de l'exercice 2016 et de la situation de M[me] Pedini en vue de sa nomination proposée à l'Assemblée générale du 12 mai 2016).

4.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M[me] Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Martin Vial, Représentant de l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés.

Le Comité est présidé par un administrateur indépendant, il est composé majoritairement d'administrateurs indépendants puisqu'il comprend deux administrateurs indépendants sur les trois pris en compte pour le calcul de cette proportion (hors administrateurs représentant les salariés) et il comprend un administrateur représentant les salariés, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni cinq fois en 2016, dont deux réunions conjointes avec le Comité d'éthique. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 95 %. Les séances du Comité ont duré moins de trente minutes en moyenne.

Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au ministre chargé de l'économie et des finances et au ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. 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, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine et donne son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence à allouer au Conseil d'administration. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

Activité en 2016

En 2016, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné et formulé des avis destinés au Conseil concernant la rémunération du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016, la candidature de Mmes Claire Pedini et Michèle Rousseau en remplacement respectivement de MM. Varin et Magnin, démissionnaires. Il a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité d'éthique en vue d'examiner l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF (examen de la situation des administrateurs en fonction au début de l'exercice 2016 et de la situation de Mme Pedini en vue de sa nomination proposée à l'Assemblée générale du 12 mai 2016).

4.3 Organes créés par la 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. Le Comité exécutif se réunit en principe 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 de la Société 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 de référence, 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 de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Italie et Gaz, Administrateur délégué d'Edison (1)
Antoine Cahuzac	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables, Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe (2)
Véronique Lacour	Directrice Exécutive Groupe chargée de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle (3)
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Clients, Services et Action Régionale
Marianne Laigneau	Directrice Exécutive Groupe chargée de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Dominique Minière	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Vincent de Rivaz	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe chargé du Secrétariat Général du Groupe
Philippe Torrion	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

(1) Marc Benayoun a remplacé Bruno Lescœur dans ses fonctions à compter du 14 janvier 2016.
(2) Xavier Girre a remplacé Thomas Piquemal dans ses fonctions à compter du 7 mars 2016.
(3) Véronique Lacour a été nommée dans ses fonctions à compter du 1er décembre 2016.

Alexandre Perra, Directeur chargé de mission auprès du Président-Directeur Général, est Secrétaire du Comité exécutif.

4.3.2 RENSEIGNEMENTS PERSONNELS RELATIFS AUX MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

Marc Benayoun, 50 ans, ancien élève de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales, 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 dans le secteur du gaz naturel. En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix. En 2012, il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels de la Direction Commerce en charge de la vente d'électricité, de gaz et de services. À ce titre, il a piloté le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales (plus de 400 000 sites au total, 120 TWh de consommation d'électricité), avec l'objectif de reconquérir une position de leader dans un contexte concurrentiel. Il est membre du Conseil de surveillance de Trimet France, Président de Transalpina di Energia, administrateur délégué d'Edison, Président de la Fondazione Edison et administrateur de Fenice.

Antoine Cahuzac, 62 ans, diplômé de l'École polytechnique et de l'École de la météorologie nationale. Après un premier poste d'ingénieur au ministère des Transports, Antoine Cahuzac intègre en 1982 la Direction des Études et Recherches d'EDF. En 1985, il rejoint le service des *swaps* du Crédit commercial de France (CCF), dont il prend la direction en 1988. Après un passage de trois ans chez Vinci où il est chargé de mission auprès du Directeur Général de la société, il revient au CCF en 1994 où il occupe successivement différentes fonctions au sein de la Banque d'investissement du CCF puis d'HSBC à compter de 2000 en étant, durant de nombreuses années, coresponsable du secteur *Energy and Utility* pour le groupe HSBC. Avant de rejoindre la France en 2008 pour suivre les ETI pour le compte du Directeur Général d'HSBC France, il est basé à Dubaï, près de trois ans, pour suivre la zone MENAT pour le compte de la Banque d'investissement. Depuis mai 2011, il était responsable des activités de Banque privée d'HSBC en France. Il était également membre du Comité de Direction d'HSBC France depuis de nombreuses années. Antoine Cahuzac est Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles depuis 2012 et Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables depuis mars 2015. Il est également administrateur d'EDF Luminus et d'EDF Trading ainsi que du Syndicat des énergies renouvelables et de l'Union française de l'électricité.

Xavier Girre, 48 ans, est diplômé de l'École des hautes études commerciales, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia Environnement en 1999 où il a été successivement chargé de mission auprès du Directeur Général de Dalkia, Directeur des risques et de l'audit du groupe, DGA et Directeur financier de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du Groupe La Poste puis Président de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, puis a été nommé au poste de Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière le 7 mars 2016. Xavier Girre est par ailleurs membre du Comité éthique du MEDEF, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux.

Véronique Lacour, 52 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute 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 Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur 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 EDF le 1er décembre 2016 en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif afin de superviser les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés.

Henri Lafontaine, 59 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques, intègre EDF en 1983, où il occupe différentes responsabilités au sein de la Direction de la Distribution qui l'ont conduit à la tête d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il est nommé Directeur Général d'Edenor, filiale d'EDF en Argentine. Il prend en charge en 2007 la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires puis intègre en 2010 la Direction Commerce en tant que Directeur d'EDF Entreprises. En juillet 2013, Henri Lafontaine est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge du Commerce, de l'Optimisation, du Trading et des Systèmes Énergétiques Insulaires. Depuis mars 2015, il est Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Action Régionale. Il supervise les filiales de service énergétiques. Il est, de plus, Président de Citelum, et administrateur de Dalkia et de EDF Energy. Il assure également la Direction opérationnelle de la Direction Commerce d'EDF.

Marianne Laigneau, 52 ans, est une ancienne élève de l'École normale supérieure de Sèvres et de l'École nationale d'administration (promotion « Condorcet »), agrégée de lettres classiques, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA de littérature française. À sa sortie de l'ENA, elle intègre le Conseil d'État comme auditeur, puis devient maître des requêtes en 1995 et Conseiller d'État en 2007. En 1997, elle est détachée au ministère des Affaires étrangères et occupe le poste de premier Conseiller à l'Ambassade de France à Tunis chargée des négociations, des affaires politiques, communautaires et juridiques et de la communication. De 2000 à 2002, au sein du Conseil d'État, elle est notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, conseiller juridique du ministère de la Culture, et maître de conférences de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoint Gaz de France en tant que Chef du service des Affaires institutionnelles à la Direction Générale puis Délégué aux Affaires publiques (2004). Elle rejoint le groupe EDF en janvier 2005 en tant que Directeur Juridique Groupe, puis occupe le poste de Secrétaire Général, membre du Comité exécutif, à compter de juin 2007. Elle est nommée Directeur des Ressources Humaines Groupe, membre du Comité exécutif à compter du 1er décembre 2010.

Dominique Minière, 58 ans, diplômé de l'École des Mines de Paris (1981). Entré en 1982 comme jeune ingénieur chez EDF, il exerce rapidement des responsabilités au sein du département Maintenance de la Direction chargée de l'Exploitation des centrales de production d'électricité nucléaire et thermique françaises ; près du tiers du parc actuellement en fonctionnement est mis en service sur cette période. De 1986 à 1989, il participe au démarrage de la centrale nucléaire de Golfech (Tarn-et-Garonne), puis, de 1993 à 1997, au démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay en Chine. Il rejoint, en 1997, la centrale de Cattenom (Moselle), dont il prend la direction en 1999. De 2002 à 2013, il occupe successivement les postes de Directeur Adjoint puis de Directeur de la Division Production Nucléaire, qui supervise les 58 unités de production nucléaire d'EDF en France. En mars 2013, il devient Directeur Délégué de la Direction Production Ingénierie, qui porte la responsabilité de l'ensemble du parc de production d'électricité nucléaire, thermique et hydraulique d'EDF. Il est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Vincent de Rivaz, 63 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz commence sa carrière au sein du groupe EDF en 1977 comme ingénieur hydraulicien du Département Ingénierie Externe, participant à la construction d'ouvrages hydroélectriques en Afrique, Guyane et Nouvelle-Calédonie. De 1985 à 1991, il est responsable de la région Extrême-Orient à la Direction Internationale et œuvre au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il est Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilote notamment le démarrage du projet de Nam Theun 2 au Laos. En 1995, il est nommé Directeur Adjoint de la Direction Internationale puis en devient le Directeur des Grands Projets. À ce titre, il assure le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Égypte, au Mexique, au Vietnam et au Laos ainsi que les acquisitions de sociétés en Pologne, en Suisse et en Angleterre, dont London Electricity en 1998. En 1999, Vincent de Rivaz est nommé Directeur Délégué de la Direction Financière puis devient en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général de LE Group en Angleterre en février 2002, il dirige les opérations d'acquisition et d'intégration de la société Seaboard, avec l'ancien London Electricity et les réseaux de l'est de l'Angleterre, créant EDF Energy en 2003. En 2008 et 2009, l'acquisition puis l'intégration de British Energy, le grand opérateur nucléaire britannique, font d'EDF Energy le leader sur le marché de l'électricité britannique, premier producteur et premier fournisseur d'électricité. En 2010, il dirige la mise en œuvre de la cession de l'activité des réseaux de distribution d'EDF Energy. Il conduit le développement des projets de nouveau nucléaire d'EDF en Grande-Bretagne, avec le projet Hinkley Point C comme premier objectif. Vincent de Rivaz est actuellement Directeur Général d'EDF Energy et, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Simone Rossi, 48 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, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF.

Pierre Todorov, 59 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. Pierre Todorov est Secrétaire Général et membre du Comité exécutif du groupe EDF depuis le 2 février 2015.

Philippe Torrion, 62 ans, ancien élève de l'École polytechnique et diplômé de l'École nationale supérieure des Mines. Philippe Torrion commence sa carrière à EDF en 1977 en tant que cadre à la Direction Régionale Paris et occupe jusqu'en 1999 différentes fonctions au sein de l'entreprise : cadre technique au centre de distribution de Boulogne-sur-Mer, ingénieur économiste puis chef de Département Économie interne au Service des études économiques générales. Il devient Directeur du centre EDF-GDF Services Gard-Cévennes en 1992, puis cinq ans plus tard chef du service Économie du système à la Direction Production-Transport. En 1999, il est nommé Directeur de la Stratégie, puis en 2001 Délégué à l'Action régionale et Délégué Régional PACA, avant de devenir Directeur Général d'EDF Trading en 2005. À partir d'août 2008, il dirige la Direction Optimisation Amont-Aval & Trading (DOAAT). Philippe Torrion est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation d'EDF. Il assure également la Présidence du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Xavier Ursat, 50 ans, diplômé de l'École polytechnique et de Télécom Paris. Il entre à 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 2014, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il est également membre du Conseil d'administration de l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques), administrateur d'EDF Énergies Nouvelles et d'EDF Norte Fluminense, membre du Comité national de l'eau et gouverneur du Conseil mondial de l'eau.

4.4 Absence de liens familiaux, de condamnation, de conflits d'intérêts et de contrats de service des membres des organes d'administration et de direction générale

4.4.1 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX

À la connaissance d'EDF, il n'existe 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 au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité 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 CONFLITS D'INTÉRÊTS

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence 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 4.2.2.2 « 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 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 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.

4.4.4 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 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

4.5.1 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS

Au 31 décembre 2016, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 3 703 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2016 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2016
Jacky CHORIN (1)	259
Philippe CROUZET	210
Bruno LAFONT	171
Colette LEWINER (2)	1 807
Marie-Hélène MEYLING	28
Laurence PARISOT	100
Christian TAXIL (1)	1 090
Maxime VILLOTA (1)	38
TOTAL	**3 703**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Mmes Chabauty, Lepetit et Rousseau et MM. Appert, Léchevin, Lévy, Magnin, Masset, Rignac et Vial ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2015, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 3 359 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2015 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2015
Jacky CHORIN (1)	229
Philippe CROUZET	200
Bruno LAFONT	150
Colette LEWINER (2)	1 748
Marie-Hélène MEYLING	33
Christian TAXIL (1)	965
Maxime VILLOTA (1)	34
TOTAL	**3 359**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Mmes Chabauty, Lepetit et Parisot et MM. Appert, Léchevin, Lévy, Magnin, Masset, Rignac, Vial et Varin ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2015.

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 présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. Ce code a été mis à jour en 2016 pour tenir compte de l'entrée en vigueur du règlement (UE) n° 596/2014 sur les abus de marché (dit « Règlement MAR »), ses règlements d'exécution [1], la loi n° 2016/819 du 21 juin 2016 réformant le système de répression des abus de marché et le nouveau Guide de l'information permanente et de la gestion de l'information privilégiée publié par l'AMF le 26 octobre 2016.

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 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.

Le règlement général de l'AMF [2] dispose par ailleurs que 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 [3] au cours du dernier exercice.

À l'exception de l'acquisition par M^me^ Laurence Parisot, le 12 septembre 2016, de 100 actions de la Société à un prix unitaire de 11,48 euros pour un montant total de 1 148 euros, aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2016 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

1. *Règlement délégué (UE) n° 2016/522 du 17 décembre 2015, relatif aux indicateurs de manipulation de marché, aux seuils de publication d'informations, à l'autorisation de négociation pendant les périodes d'arrêt et aux types de transactions à notifier par les dirigeants ; règlement délégué (UE) n° 2016/908 du 26 février 2016, relatif aux pratiques de marché admises ; règlement délégué (UE) n° 2016/909 du 1er mars 2016, relatif aux notifications et listes des instruments financiers à adresser à l'autorité compétente en application de l'article 4 du règlement MAR ; règlement délégué (UE) n° 2016/1052 du 8 mars 2016, relatif aux conditions applicables aux programmes de rachat et aux mesures de stabilisation ; règlement délégué (UE) n° 2016/957 du 9 mars 2016, relatif aux pratiques abusives, aux ordres et aux transactions suspects ; règlement délégué (UE) n° 2016/958 du 9 mars 2016, définissant les modalités techniques de présentation objective de recommandations d'investissement ou d'autres informations recommandant ou suggérant une stratégie d'investissement et la communication d'intérêts particuliers ou de l'existence de conflits d'intérêts ; règlement délégué (UE) n° 2016/960 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) n° 2016/347 du 10 mars 2016, relatif aux listes d'initiés ; règlement d'exécution (UE) n° 2016/523 du 10 mars 2016, relatif aux transactions effectuées par les personnes exerçant des responsabilités dirigeantes ; règlement d'exécution (UE) n° 2016/378 du 11 mars 2016, définissant des normes techniques d'exécution concernant la date, le format et le modèle de présentation des notifications prévues à l'article 4 du règlement MAR ; règlement d'exécution (UE) n° 2016/959 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) n° 2016/1055 du 29 juin 2016, relatif aux modalités techniques de publication et de report des informations privilégiées.*
2. *Article 223-26 du règlement général de l'AMF.*
3. *Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.*

4.6 Rémunération et avantages

4.6.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice 2016 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF modifiée le 13 avril 2015.

4.6.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL (1)

(en euros)	Exercice 2016	Exercice 2015
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	452 868	452 868
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (2)	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (2)	néant	néant
TOTAL	**452 868**	**452 868**

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) Comme indiqué à la section 4.6.2, 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.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL (1)

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toute nature dues et versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au titre des exercices 2015 et 2016.

(en euros)	Exercice 2016		Exercice 2015	
	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	450 000	450 000	497 368 (2)
Rémunération variable	néant	néant	0	0
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature (3)	2 868	2 868	2 868	2 868
TOTAL	**452 868**	**452 868**	**452 868**	**500 236**

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.
(2) Comprend la rémunération due au titre de l'exercice 2014 versée en 2015.
(3) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et approuvés par le ministre chargé de l'économie après consultation des ministres intéressés.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2016

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2016 a décidé de fixer à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016.

Rémunération au titre de l'exercice 2017

Le Comité des nominations et des rémunérations réuni le 13 janvier 2017 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général en vigueur et de fixer, pour 2017, sa rémunération fixe annuelle brute à 450 000 euros, correspondant au plafond prévu par le décret du 9 août 1953.

Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017 à 450 000 euros.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, la politique de rémunération du dirigeant mandataire social exécutif doit désormais faire l'objet d'une résolution qui sera soumise chaque année au vote de l'Assemblée générale des actionnaires. Ce dispositif sera applicable dès la prochaine Assemblée générale d'EDF convoquée le 18 mai 2017.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2016, M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucun jeton de présence au titre de son mandat de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucun jeton de présence 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 au Président-Directeur Général en 2016, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Contrat de travail, retraite supplémentaire, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Dirigeant mandataire social [1]	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de nonconcurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	oui	non

(1) Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF en cas de cessation de son mandat de Président-Directeur Général d'Électricité de France. Cette indemnité est soumise aux conditions et modalités suivantes :

- fait générateur de l'indemnité : octroi définitif de l'indemnité sur décision du Conseil d'administration, uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde) ;
- modalités de calcul et plafond : montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération ;
- critère de performance : le paiement de l'indemnité de rupture ne sera dû que dans le cas où l'EBITDA Groupe budgété est atteint à hauteur de 80 % au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.

Cet engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce a fait l'objet d'un rapport spécial des Commissaires aux comptes en date du 8 avril 2015 inclus en annexe C du document de référence 2014.

4.6.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Aucune rémunération exceptionnelle au titre de leur mandat n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2016.

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts des jetons de présence versés au cours des exercices 2015 et 2016 aux membres du Conseil d'administration :

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2016	2016 (1)	2015 (2)
Olivier Appert	39 556	15 642
dont versés au budget de l'État	*30 889*	*14 192*
Philippe Crouzet	50 167 (3)	46 479
Bruno Lafont	45 889 (4)	48 245
Bruno Léchevin	38 333	15 642
dont versés au budget de l'État	*38 333*	*15 642*
Marie-Christine Lepetit	49 944	16 819
dont versés au budget de l'État	*49 944*	*16 819*
Jean-Bernard Lévy	n. a.	n. a.
Colette Lewiner	87 500 (5)	39 422
Christian Masset	37 722	15 054
dont versés au budget de l'État	*37 722*	*15 054*
Laurence Parisot	53 222 (6)	16 231
Claire Pedini (7)	2 722	n. a.
Michèle Rousseau (8)	n. a.	n. a.
dont versés au budget de l'État	*n. a.*	*n. a.*
Martin Vial	22 333	n. a.
dont versés au budget de l'État	*22 333*	*n. a.*
TOTAL *(EN EUROS)*	**427 389**	**213 534**

n. a. = non applicable.
(1) Au titre du second semestre 2015 et du premier semestre 2016.
(2) Au titre du second semestre 2014 et du premier semestre 2015.
(3) Dont 10 000 euros au titre de la participation à un groupe de travail (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »).
(4) Dont 10 000 euros au titre de la participation à un groupe de travail (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »).
(5) Dont 40 000 euros au titre de la présidence d'un groupe de travail (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »).
(6) Dont 10 000 euros au titre de la participation à un groupe de travail (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »).
(7) Administratrice depuis le 12 mai 2016.
(8) Administratrice depuis le 30 septembre 2016.

Administrateurs dont les mandats ont pris fin au cours de l'exercice 2016	2016	2015
Gérard Magnin (1)	40 778	15 642
dont versés au budget de l'État	*28 544*	*10 950*
Philippe Varin (2)	7 333	14 466
TOTAL *(EN EUROS)*	**48 111**	**30 108**

(1) Administrateur dont le mandat a pris fin le 28 juillet 2016.
(2) Administrateur dont le mandat a pris fin le 12 mai 2016.

Pour mémoire, le montant total des jetons de présence versés en 2015 aux administrateurs dont le mandat était échu au 31 décembre 2015 s'élevait à 67 413 euros.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

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 du Conseil d'administration d'EDF ne perçoit pas de jeton de présence.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les jetons de présence alloués 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 versés au budget de l'État. Il en va de même des jetons de présence dépassant un plafond fixé par arrêté du ministre chargé de l'économie [1] à percevoir par les autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public.

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 et des rémunérations et approbation par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se 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 à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité, et enfin un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de 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.

L'Assemblée générale du 21 novembre 2014, sur proposition du Conseil d'administration après avis du Comité des nominations et des rémunérations, avait fixé l'enveloppe annuelle de jetons de présence alloués au Conseil pour 2015 et les années ultérieures à 440 000 euros. L'Assemblée générale du 12 mai 2016, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé l'augmentation de l'enveloppe annuelle de jetons de présence pour la porter à 510 000 euros, au titre de l'exercice 2016, afin de rémunérer les travaux menés au cours des exercices 2015 et 2016 par le groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités de la société AREVA NP (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »). Le Conseil a décidé d'allouer la somme de 40 000 euros à la Présidente du groupe de travail des administrateurs indépendants et la somme de 10 000 euros à chaque membre du groupe de travail.

Il sera proposé à l'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 de fixer l'enveloppe annuelle de jetons de présence à 500 000 euros, au titre de l'exercice 2017, afin de rémunérer notamment les travaux menés au cours des exercices 2016 et 2017 par le groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet de fermeture de la centrale de Fessenheim (voir section 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2016 »). Sous réserve d'approbation de cette enveloppe par l'Assemblée générale du 18 mai 2017, le Conseil a décidé d'allouer la somme de 30 000 euros à la Présidente du groupe de travail des administrateurs indépendants et la somme de 7 500 euros à chaque membre du groupe de travail. Les règles de répartition des jetons de présence décrites ci-dessus adoptées par le Conseil d'administration le 22 juin 2011 demeurent par ailleurs inchangées.

4.6.2 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 [2].

1. *Un arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6V de l'ordonnance du 20 août 2014 précise que la Société verse au budget de l'État la rémunération excédant un plafond de 30 % de la rémunération qui devrait être perçue par ces administrateurs.*
2. *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.*

4.7 Rapport 2016 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Le document de référence 2016 de la Société comprend tous les éléments du rapport du Président du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les références aux paragraphes du présent document de référence correspondant aux différentes parties du rapport du Président du Conseil d'administration tel qu'approuvé par le Conseil d'administration lors de sa réunion du 13 février 2017 se trouvent à la section 8.5.4 « Table de concordance avec le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ».

Dans le cadre de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le rapport du Président du Conseil d'administration comprend pour l'exercice 2016 les informations concernant la composition du Conseil et l'application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein, les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, les éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Président-Directeur Général, ainsi que les procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société, notamment celles relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Il indique les modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale et présente les principes et les règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Ce rapport précise également que la Société se réfère volontairement aux dispositions du code AFEP-MEDEF. Enfin, il mentionne la publication des informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce.

Les informations contenues dans ce rapport sont arrêtées au 31 décembre 2016, sauf indication contraire. Des informations complémentaires et des mises à jour sont disponibles dans le présent document de référence.

Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

DILIGENCES AYANT SOUS-TENDU LA PRÉPARATION DU RAPPORT

Le rapport visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration.

Différents contributeurs, tels la Direction Éthique et Conformité Groupe, la Direction des Systèmes d'Information, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités. Il fait l'objet d'un rapport établi par les Commissaires aux comptes. Ce rapport a été examiné successivement par le Comité de l'information financière, le Secrétaire Général du Groupe et a été approuvé par le Conseil d'administration du 13 février 2017, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est assuré de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier sur les modèles de contrôle interne promus par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO I et COSO II) et la norme ISO 31000 concernant l'environnement général de contrôle, la gestion des risques, les activités de contrôle, la communication et le pilotage.

4.8 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (la « Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

INFORMATIONS CONCERNANT LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES RELATIVES À L'ÉLABORATION ET AU TRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPTABLE ET FINANCIÈRE

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

AUTRES INFORMATIONS

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit		Deloitte & Associés	
Département de KPMG SA			
Jacques-François Lethu	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Anthony Maarek

5

Performances du Groupe en 2016 et perspectives

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 268

5.1.1 Chiffres clés 268
5.1.2 Éléments de conjoncture 270
5.1.3 Événements marquants de l'année 2016 276
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2015 et 2016 287
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 295
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 300
5.1.7 Informations au titre de l'article L. 441-6-1 du Code de commerce 313
5.1.8 Informations sur les succursales existantes (article L. 231-1 du Code de commerce) 313

5.2 Événements postérieurs à la clôture 313

5.3 Évolution des prix de marché en janvier 2017 314

5.4 Prévisions 2017 314

5.4.1 Hypothèses d'élaboration des prévisions du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 314
5.4.2 Prévisions du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 315
5.4.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les prévisions du Groupe au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 316

5.5 Perspectives 317

5.1 Examen de la situation financière et du résultat

5.1.1 CHIFFRES CLÉS

En application du règlement européen n° 1606-2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2016. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2016 du groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2016 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 203	75 006	(3 803)	- 5,1	- 3,2
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 414	17 601	(1 187)	- 6,7	- 4,8
Résultat d'exploitation	7 514	4 280	3 234	+ 75,6	+ 76,6
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 181	1 692	2 489	+ 147,1	+ 148,0
Résultat net part du Groupe	2 851	1 187	1 664	+ 140,2	+ 141,4
Résultat net courant [1]	4 085	4 822	(737)	- 15,3	- 15,0

(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 et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading *nets d'impôts (voir section 5.1.4.9 « Résultat net courant »).*

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2016	2015
Résultat net part du Groupe	2 851	1 187
Décision de la Commission européenne concernant le RAG [1]	–	354
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	233	86
Pertes de valeur	1 001	3 195
RÉSULTAT NET COURANT	**4 085**	**4 822**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(582)	(591)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**3 503**	**4 231**

(1) Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actif immobilisé	147 626	149 439
Stocks et clients	37 397	36 973
Autres actifs	66 238	69 536
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt à RTE (1) et aux sociétés en contrôle conjoint	25 159	22 993
Actifs détenus en vue de leur vente (2)	5 220	–
TOTAL DE L'ACTIF	**281 640**	**278 941**
Capitaux propres – part du Groupe	34 438	34 749
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	6 924	5 491
Passifs spécifiques des concessions	45 692	45 082
Provisions	74 966	75 327
Emprunts et dettes financières	61 230	60 388
Autres passifs	56 281	57 904
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente (3)	2 109	–
TOTAL DU PASSIF	**281 640**	**278 941**

(1) RTE est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Inclut 104 millions d'euros d'actifs financiers impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).
(3) Inclut 1 458 millions d'euros de dettes financières impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).

CASH FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe (1)	(1 565)	(2 064)	+ 499	+ 24,2

(1) 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 comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	65 195	64 183	1 012	+ 1,6
Dérivés de couvertures des dettes	(3 965)	(3 795)	(170)	+ 4,5
Dettes financières reclassées dans les passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente (1)	1 458	–	1 458	+ 100,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 893)	(4 182)	1 289	- 30,8
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	(22 266)	(18 141)	(4 125)	+ 22,7
Prêt à RTE	–	(670)	670	- 100,0
Actifs financiers reclassés dans les actifs détenus en vue de leur vente (1)	(104)	–	(104)	+ 100,0
ENDETTEMENT FINANCIER NET (2)	**37 425**	**37 395**	**30**	**+ 0,1**

(1) L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concerne principalement la société C25 (holding de RTE) et des sociétés en Pologne.
(2) 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. Il 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.

5.1.2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

Au cours de l'année 2016, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement inférieurs à ceux de l'année 2015. Le recul des prix s'explique essentiellement par la baisse des prix des combustibles, notamment du gaz et du CO_2, et par un hiver 2015-2016 particulièrement doux, malgré une année 2016 plus froide que 2015. La fin de l'année 2016 a connu des prix en augmentation en raison notamment de l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires français pour réaliser des contrôles supplémentaires demandés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et à une remontée des prix des combustibles.

5.1.2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2016 en base *(€/MWh)*	36,7	49,1	42,8	29,0	36,6
Variation 2016/2015 des moyennes en base	- 4,5 %	- 11,8 %	- 18,2 %	- 8,4 %	- 18,0 %
Moyenne 2016 en pointe *(€/MWh)*	45,7	57,4	48,0	35,2	46,7
Variation 2016/2015 des moyennes en pointe	- 2,0 %	- 7,0 %	- 18,1 %	- 9,8 %	- 13,4 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France,** les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 36,7 €/MWh sur 2016, enregistrant une baisse de 1,7 €/MWh par rapport à l'année précédente. Cette baisse est essentiellement portée par le premier trimestre et, dans une moindre mesure, par le second et le troisième trimestre. Elle s'explique, d'une part, par des températures plus douces de 0,7 °C sur le premier trimestre et, d'autre part, par la chute des prix des combustibles en début d'année. Le dernier trimestre 2016 a néanmoins tiré à la hausse la moyenne des prix *spot* sur l'année, puisque les prix *spot* ont été, au cours du dernier trimestre 2016, supérieurs de 19,2 €/MWh par rapport au dernier trimestre 2015.

La consommation annuelle a connu une légère hausse de 1,5 % [2], entre 2015 et 2016, portée notamment par le dernier trimestre 2016 (hausse de 6,5 %), les températures s'étant établies légèrement en dessous des normales de saison et 2,2 °C en dessous de celles du dernier trimestre 2015.

Enfin, l'année 2016 a été marquée par le maintien à l'arrêt, au second semestre, de plusieurs réacteurs nucléaires pour effectuer des contrôles demandés par l'ASN sur les taux de concentration en carbone des fonds de générateurs de vapeur. Les moyens de production thermiques, notamment au gaz, ont davantage été sollicités. Les productions hydraulique et solaire ont augmenté par rapport à l'année précédente, tandis que la production d'origine éolienne a été relativement stable. Enfin, le solde des échanges aux frontières a reculé tout en restant exportateur.

Au **Royaume-Uni,** les prix *spot* de l'électricité ont diminué de 11,8 % par rapport à 2015 pour atteindre en moyenne 49,1 €/MWh. Le pays a néanmoins connu quelques pics de prix entre septembre et novembre, allant jusqu'à 199 €/MWh la journée du 19 septembre. Ces pics de prix s'expliquent par une demande élevée liée à des températures plus faibles, dans un contexte de production éolienne exceptionnellement faible ces jours-là, un parc de production peu disponible et un recours aux importations plus limité.

En **Italie,** les prix *spot* moyens ont reculé de 18 % par rapport à l'an dernier pour atteindre 42,8 €/MWh.

En **Allemagne,** les prix *spot* se sont établis en moyenne à 29,0 €/MWh, en baisse de 2,6 €/MWh par rapport à 2015. Il s'agit du prix moyen le plus bas depuis 2005 et le plus bas d'Europe de l'Ouest. Le pays, dont le parc éolien et photovoltaïque est le plus important d'Europe avec près de 88 GW de puissance installée, a connu plusieurs épisodes de prix négatifs résultant de la conjonction d'une demande exceptionnellement faible et d'une production renouvelable fatale importante. Le pays a d'ailleurs connu une pointe de production éolienne à près de 37 GW le 27 décembre et une pointe de production photovoltaïque à plus de 26 GW en mai. Néanmoins, à la mi-décembre, le prix *spot* allemand était à son plus haut niveau depuis près de trois ans suite à une indisponibilité nucléaire plus importante. La fin de la taxe sur le combustible nucléaire, effective au 1er janvier 2017, a conduit les exploitants à attendre l'année 2017 pour recharger leurs tranches nucléaires en combustible.

En **Belgique,** les prix *spot* ont reculé de 8,1 €/MWh par rapport à 2015, s'établissant en moyenne à 36,6 €/MWh. Les prix *spot* ont globalement suivi l'évolution à la baisse des prix *spot* français. Cette baisse a été confortée par le retour des tranches belges de Doel 1, Doel 2 et Tihange 3, après une longue période d'indisponibilité en 2015. En fin d'année, l'indisponibilité de la centrale nucléaire de Tihange 1 à partir de septembre a exercé une pression à la hausse sur les prix *spot*.

1. ***France*** *et* ***Allemagne :*** *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.*
2. *Source : RTE.*

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2016 du prix du contrat annuel 2017 à terme en base *(€/MWh)*	33,3	47,9	41,2	26,6	33,4
Variation 2016/2015 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 12,7 %	- 18,5 %	- 12,7 %	- 14,2 %	- 23,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2017 en base au 28 décembre 2016 *(€/MWh)*	40,3	55,7	46,9	34,3	39,6
Moyenne 2016 du prix du contrat annuel 2017 à terme en pointe *(€/MWh)*	44,6	55,0	47,1	33,5	43,6
Variation 2016/2015 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 5,2 %	- 17,3 %	- 10,7 %	- 14,3 %	- 16,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2017 en pointe au 28 décembre 2016 *(€/MWh)*	51,0	62,6	52,3	42,1	50,6

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en moyenne en baisse par rapport à l'année 2015. Ce recul est principalement dû à une baisse des prix des combustibles, notamment du gaz et du CO_2. Après avoir fléchi au premier trimestre, les cours sont néanmoins repartis à la hausse à partir du second trimestre, avec des fluctuations particulièrement importantes à l'automne.

En **France,** le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à 33,3 €/MWh, enregistrant une baisse de 12,7 % par rapport à la moyenne constatée en 2015, en raison principalement de la baisse des prix du gaz et du CO_2. Néanmoins, le prix du contrat annuel pour livraison en 2017 a clôturé l'année 2016 à 40,3 €/MWh en base, en hausse de 7,2 €/MWh par rapport au début d'année. Cette augmentation des prix, essentiellement concentrée sur le quatrième trimestre, est expliquée par la hausse des prix du charbon et du gaz dans un premier temps, et par les incertitudes autour de la disponibilité du parc nucléaire au premier trimestre 2017, suite aux contrôles supplémentaires sur les générateurs de vapeur demandés par l'ASN et nécessitant l'arrêt des réacteurs concernés. Début décembre, après l'accord de l'ASN sur le redémarrage de 8 des 12 réacteurs nucléaires concernés par les problématiques de ségrégation carbone, le prix annuel 2017 a perdu près de 6 €/MWh, tiré par la baisse de près de 12 €/MWh du prix Q1-2017. Le prix à terme est ensuite reparti à la hausse, dans la lignée de la hausse des prix du charbon et du CO_2.

Au **Royaume-Uni,** le contrat annuel *April Ahead* en base libellé en euros, courant du 1er avril au 31 mars de l'année suivante, a diminué de 18,5 % par rapport à 2015 suivant la tendance des prix du gaz. Au cours de l'année, le prix a néanmoins enregistré une hausse de 15 %, portée par l'augmentation des prix du gaz anglais, toutefois compensée dans la cotation du prix en euros par la dépréciation de la livre sterling amorcée le 23 juin suite au vote sur le Brexit.

En **Italie,** le contrat annuel en base a également fortement reculé. Il a été en moyenne inférieur de près de 6 €/MWh à celui de 2015. Ce repli s'explique par la baisse des prix du gaz, la production du pays étant particulièrement dépendante des centrales au gaz, et par la progression des énergies renouvelables installées.

En **Allemagne,** le contrat annuel en base a diminué en moyenne de 14,2 % par rapport à 2015. Ce recul s'explique par la baisse de prix des combustibles. Le prix du contrat Cal 2017 a néanmoins gagné 8 €/MWh entre le début et la fin de l'année, passant de 26,3 €/MWh à 34,3 €/MWh. Les prix allemands ont globalement suivi la même évolution que les prix français, excepté sur le dernier trimestre. Ils ont par ailleurs été davantage influencés par la hausse importante des prix du charbon sur l'année, les centrales à charbon étant très présentes dans le mix énergétique outre-Rhin.

En **Belgique**, le contrat annuel en base a subi une baisse de 23 % par rapport à celui de l'an dernier, pour s'établir, en moyenne, à 33,4 €/MWh. Il a globalement suivi les évolutions des prix du contrat français.

1. ***France*** *et* ***Allemagne*** *: 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 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE

5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 [1]

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre 2017 a clôturé l'année 2016 à 6,6 €/t, en baisse de 1,6 €/t par rapport au début de l'année. Cette baisse masque une évolution contrastée au cours de l'année. Le prix a ainsi fortement chuté en début d'année du fait d'une baisse de la demande de quotas, en raison de perspectives industrielles revues à la baisse en Europe, et du fonctionnement prévisionnel des centrales à charbon également revu à la baisse. Ce mouvement baissier a effacé la hausse des prix qui était survenue suite à l'adoption par le Parlement européen du *market stability reserve,* en juillet 2015. On note également l'inversion survenue dans le *merit order* en Grande-Bretagne entre centrales au charbon et centrales au gaz. Comme les centrales au gaz sont plus économiques à faire tourner et émettent environ plus de deux fois moins de CO_2 par mégawattheure produit que les centrales au charbon, la demande prévisionnelle en quotas de CO_2 a fortement diminué. Le prix a ensuite augmenté, en lien avec les perspectives de mise en place d'un éventuel prix plancher sur le CO_2 en France. Cette hausse s'est arrêtée net avec les résultats du référendum sur le Brexit qui ont arrêté cette tendance haussière, la France perdant au sein de l'Union européenne son principal allié, à savoir le Royaume-Uni, dans la lutte contre les gaz à effet de serre. À l'automne, le prix du CO_2 a ensuite augmenté en raison du maintien à l'arrêt de tranches nucléaires françaises, du fait de tests demandés par l'ASN, entraînant un recours accru aux moyens thermiques, notamment charbon, gaz et lignite allemand. Enfin, le prix a connu une nouvelle baisse en novembre, la COP 22 de Marrakech n'ayant pas donné satisfaction dans la mise en œuvre pratique d'une politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

1. *Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).*

ÉVOLUTION DU PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE CO_2

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles [1]

	Charbon *(US$/t)*	Pétrole *(US$/bbl)*	Gaz naturel *(€/MWhg)*
Moyenne 2016	53,7	45,1	15,5
Variation 2016/2015 des moyennes	- 1,7 %	- 15,7 %	- 24 %
Plus haut de 2016	77,6	56,8	18,9
Plus bas de 2016	36,5	27,9	12,9
Prix fin 2015	44,0	37,3	15,8
Prix fin 2016	70,3	56,8	18,9

Le prix du **pétrole** a clôturé l'année 2016 à 56,8 US$/bbl, en hausse de 19,5 US$/bbl par rapport au début de l'année. L'année a également été marquée par une forte volatilité des prix, le marché réagissant aux événements géopolitiques ou aux différentes réunions de l'OPEP et des autres pays producteurs concernant la maîtrise concertée de l'offre face à une demande atone. Le marché a fortement chuté début janvier en raison de craintes sur l'économie chinoise et de la perspective de forte reprise des exportations iraniennes à la suite de l'accord sur le nucléaire dans ce pays avec les puissances occidentales. Le prix du pétrole a ainsi atteint son plus bas de l'année le 20 janvier à 27,9 US$/bbl. Une phase durable d'augmentation des prix a ensuite suivi jusqu'à l'été, en raison de tensions sur l'offre. On peut notamment citer les incendies de forêt au Canada, qui ont fortement impacté la production en Alberta, les grèves inédites dans l'industrie pétrolière au Koweït, un des plus gros producteurs mondiaux, ainsi que la fermeture de nombreux puits de pétrole de schiste américains, non rentables à ces niveaux de prix. Les premières tentatives de réduction concertée de l'offre ont eu lieu, avec notamment une réunion en avril à Doha, mais sans que l'Iran ne se sente concerné ni engagé. À partir de juillet, le prix du pétrole a connu une nouvelle baisse, la demande chinoise restant morose et les puits de pétrole américains n'ayant pas fermé dans des proportions aussi importantes que ce qu'anticipaient les acteurs. La hausse a repris entre la fin novembre et début décembre, avec un accord trouvé à Vienne entre les principaux pays de l'OPEP ainsi que la Russie sur une maîtrise de la production. Cet accord implique les principaux pays producteurs, États-Unis exclus, et permet de réduire l'offre face à une demande modérée. Il ménage également l'Iran, qui a le droit de revenir à son niveau de production de 2005 pour retrouver sa place comme exportateur clé du marché du pétrole mondial.

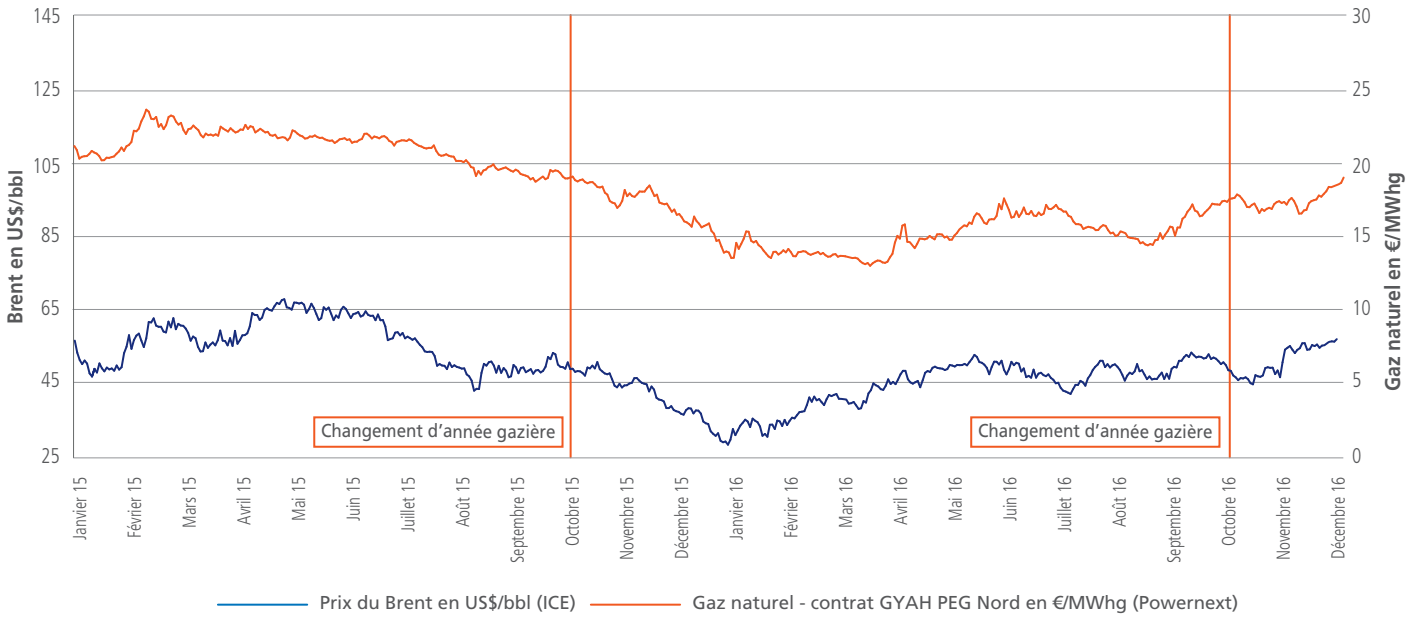
Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en 2017 a terminé l'année 2016 à 70,3 US$/t, en hausse de 26,3 US$/t par rapport au début de l'année. La hausse a été continue quasiment toute l'année. Elle s'est notamment accélérée à l'été et à l'automne, atteignant un plus haut le 7 novembre à 77,6 US$/t avant un léger repli. Le phénomène de fond cette année est la volonté de la Chine de diminuer sa production, en fermant des mines non rentables et en limitant le nombre de jours travaillés par ses mineurs. L'objectif est une réduction de la production locale chinoise de 1 milliard de tonnes par an, à comparer aux 200 millions de tonnes d'importation annuelle de l'Europe. Parmi les autres facteurs haussiers, la forte demande des pays asiatiques comme l'Inde, le Vietnam ou la Corée du Sud entraîne également une pression importante sur les prix. L'appréciation du rouble par rapport

1. ***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).*

au dollar a aussi contribué à augmenter les coûts de production du charbon en Russie libellés en dollars, et donc les prix de marché. Les perspectives de recours accru à la production thermique, notamment charbon, pour compenser la moindre disponibilité des centrales nucléaires en France ont par ailleurs accentué la hausse des prix à l'automne. Le repli qui a ensuite été observé en novembre est lié à un assouplissement de la politique de réduction de l'offre chinoise, avec plus de huit cents mines autorisées à produire plus que leurs quotas, ainsi qu'à la perspective de réouverture de certaines mines australiennes vu le niveau élevé des prix de marché. Le prix a enfin connu une nouvelle hausse en toute fin d'année pour repasser au-dessus de 70 US$/t, en raison de grèves en Colombie, un des plus gros pays exportateurs vers l'Europe, et des conditions climatiques tendues en Russie ne permettant pas d'exporter pleinement par voie ferroviaire ou maritime tous les volumes prévus. La hausse des prix du pétrole, qui impacte fortement les coûts de production du charbon, a également accentué le phénomène.

En 2016, le contrat annuel **gazier** sur le *hub* français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 15,5 €/MWh, enregistrant une baisse de 4,9 €/MWh (- 24 %) par rapport à 2015. Il a néanmoins terminé l'année en hausse. La baisse des prix sur l'année s'explique, d'une part, par la chute des prix du pétrole début 2016, qui a entraîné dans son sillage les prix du gaz, via l'indexation des contrats long terme, et, d'autre part, par le bon approvisionnement en gaz de la plaque européenne. Le niveau de stockage confortable à la maille européenne a permis de réduire les effets haussiers des contraintes sur le stockage de gaz de Rough au Royaume-Uni et de la limitation de l'exploitation du champ gazier de Groningen au Pays-Bas. Des discussions sur la réduction du plafond de production pour limiter les risques sismiques liés à l'exploitation de ce champ ont en effet eu lieu durant l'année et se sont soldées par la décision du gouvernement néerlandais de réduire à 24 bcm [1] le plafond, alors que celui-ci était encore à 42,5 bcm en 2014. Au Royaume-Uni, l'opérateur du site de stockage de Rough, qui représente les deux tiers de la capacité de stockage du pays, a annoncé en juillet que les injections ne pourraient reprendre qu'à la fin de l'hiver 2017 et que les soutirages seraient limités sur une partie de ses puits. Cette annonce a eu pour effet de faire augmenter les prix à terme car le Royaume-Uni aurait recours aux interconnexions pour répondre à sa demande.

ÉVOLUTION DES PRIX DU GAZ NATUREL ET DU PÉTROLE



5.1.2.2 Consommation d'électricité [2] et de gaz [3]

En 2016, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 1,5 % par rapport à celle de 2015. La consommation d'électricité a reculé en janvier et février d'environ 4,5 % par rapport aux mêmes mois de 2015, en raison principalement de la douceur du climat. *A contrario,* la consommation de mars, avril et mai a augmenté sous l'effet de températures en baisse. En juin et juillet 2016, le recours à la climatisation a été inférieur à celui des mêmes mois de 2015, ce qui a contribué à la diminution de la consommation (de 1,3 % et 3,4 % respectivement). Malgré un mois de septembre 2015 en dessous des normales et un mois de septembre 2016 au-dessus des normales, la consommation de ce mois est restée sensiblement stable par rapport à 2015, le recours à la climatisation s'étant substitué au chauffage.

Enfin, la fin de l'année affiche une progression de la consommation de 6,5 %, portée par des mois de novembre et décembre plus froids que ceux de 2015.

Au **Royaume-Uni,** la consommation estimée d'électricité est en baisse de 0,8 % par rapport à 2015 du fait principalement d'une moindre consommation et d'un climat plus doux. L'année 2016 ayant été globalement moins froide que l'année 2015, les utilisateurs de chauffage électrique ont moins consommé. En **Italie,** la consommation électrique est en baisse de - 2,1 % par rapport à 2015 en raison de conditions climatiques défavorables en 2016.

1. billion cubic metres.
2. *Données* ***France :*** *données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE ;*
   Données ***Royaume-Uni :*** *données fournies par le* Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   Données ***Italie :*** *données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.*
3. *Données* ***France :*** *données brutes communiquées par Smart GRTgaz ;*
   Données ***Royaume-Uni :*** *données fournies par le* Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   Données ***Italie :*** *ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 bcm = 10,76 TWh.*

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 9,2 % en 2016 par rapport à 2015. À partir du mois de mars, la demande pour chacun des mois a été supérieure à celle des mois respectifs de 2015, l'écart s'accentuant plus nettement en novembre et décembre. La température s'est établie en moyenne sur l'année à 12,5 °C, en diminution de 0,5 °C par rapport à l'année précédente, entraînant une hausse globale de la consommation. Dans une moindre mesure, la sollicitation accrue des centrales à gaz a également contribué à l'augmentation de la demande.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en hausse de 2,6 % par rapport à 2015 du fait principalement d'une hausse de la production d'électricité des centrales gaz liée à la fermeture de centrales charbon en 2016. De même, en **Italie,** la demande intérieure de gaz naturel a progressé de 5,2 % en raison de la hausse de la production thermique à gaz, grâce à la réduction de la production hydraulique et à charbon.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en **France,** voir section 5.1.3.13.1.5 « Tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV) ».

Au **Royaume-Uni,** EDF Energy a baissé ses tarifs de gaz de 5 % le 24 mars 2016. Cette baisse s'explique par la baisse des prix du gaz sur les marchés de gros. Elle est cohérente avec la baisse des tarifs gaz réalisée par les cinq autres plus gros fournisseurs d'énergie au Royaume-Uni entre février et mars 2016.

Le 16 décembre 2016, EDF Energy a annoncé des changements tarifaires pour 2017 : une baisse de 5,2 % de ses tarifs de gaz entrant en vigueur le 6 janvier 2017, une baisse de 12,9 % de ses tarifs gaz pour les clients en prépaiement à partir du 6 janvier 2017, et une hausse de ses tarifs d'électricité applicable au 1er mars 2017.

Début mars 2015, de nouveaux produits à tarif fixe plus compétitifs ont été commercialisés sur le segment B2C. La *Blue Price Promise June 2016* garantit un tarif fixe de 965 £/an jusqu'à juin 2016 inclus, et la *Blue Price Promise February 2017* garantit un tarif fixe de 999 £/an jusqu'à février 2017 inclus.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2016 a été plus froide qu'en 2015 avec une température moyenne annuelle sur la France de - 0,2 °C au-dessous de la normale.

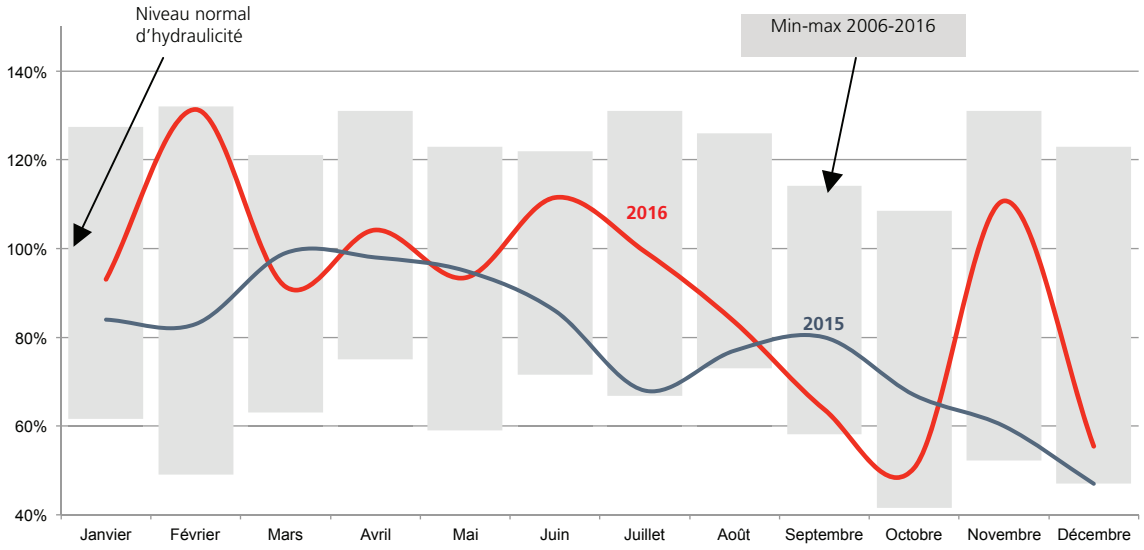
Janvier et, dans une moindre mesure, février 2016 affichent des températures plutôt douces pour la saison. En revanche, la fraîcheur a souvent dominé durant le printemps 2016 : mars, avril, mai et juin sont restés en moyenne entre 1,0 et 1,5 °C au-dessous de la normale. L'été a été marqué par une vague de chaleur tardive et un mois de septembre globalement chaud (en moyenne 2 °C de plus que la normale), contrastant avec la fraîcheur du mois d'octobre (1,1 °C en dessous de la normale). Enfin, l'année s'est achevée sur des températures assez proches des normales.

TEMPÉRATURES (1) (2) EN FRANCE EN 2016 ET 2015

(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2016 a été marquée par une pluviométrie globalement voisine de la normale sur une moitié ouest de l'Europe, quelques zones ont été plus déficitaires (Sud de la France et Italie du Nord) alors que la partie est (et notamment Autriche, Hongrie, Slovaquie) a connu des précipitations plus excédentaires. Côté température de l'air, elles ont été supérieures aux normales, plus particulièrement sur l'Europe centrale et les pays proches de la Russie.

HYDRAULICITÉ EN FRANCE EN 2016 ET 2015 (1)



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Sur la France, mis à part les Alpes du Sud et les Pyrénées-Orientales, qui ont connu des précipitations déficitaires, les précipitations du premier semestre 2016 ont été partout excédentaires, ce qui a permis de combler l'important déficit hydrologique de fin 2015 et qui est à l'origine d'un enneigement excédentaire sur les Alpes du Nord et le bassin du Rhin. Le deuxième semestre a été globalement assez déficitaire en précipitations, à l'exception du mois de novembre.

Conséquence de cette météorologie particulière, l'hydraulicité France a été souvent excédentaire sur le premier semestre avant de devenir déficitaire sur le second semestre (sauf novembre) avec des périodes d'étiage sévère en septembre, octobre puis décembre.

5.1.3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2016 [1]

5.1.3.1 Conseil d'administration du 13 février 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

5.1.3.2 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France [2]

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4e visite décennale de ce palier (VD4 – projet inclus dans le programme « Grand carénage »). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoigne la réponse au dossier d'orientation du réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indique son accord avec les thèmes retenus et les engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

1. *La liste exhaustive des communiqués de presse est disponible sur le site internet : www.edf.fr.*
2. *Hors Fessenheim.*

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés, le coût de production de l'électricité d'origine nucléaire restant compétitif par rapport aux autres moyens de production.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adopté par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'ASN après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Les impacts comptables de ce changement d'estimation sont explicités dans la note 3.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.1.3.3 Information relative au parc nucléaire d'EDF

EDF a soumis le 7 octobre 2016 un dossier technique à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) justifiant le fonctionnement en toute sûreté de l'ensemble des générateurs de vapeur concernés par la problématique de ségrégation carbone.

Auparavant, comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe du 21 septembre 2016, EDF avait annoncé la poursuite des contrôles destinés à conforter la démonstration que les générateurs de vapeur des 18 réacteurs concernés par la problématique de ségrégation carbone étaient aptes à remplir leur fonction en toute sûreté. Dans ce cadre, EDF avait annoncé une fourchette de production nucléaire pour 2016 révisée à 380-390 TWh.

Le 21 octobre 2016, le Groupe a informé les marchés de l'électricité des dates d'arrêts retenues pour 5 réacteurs alors en fonctionnement et devant faire l'objet de contrôles suite aux demandes de l'ASN du 18 octobre (Tricastin 2 et 4, Fessenheim 1, Gravelines 4 et Civaux 1) – 6 réacteurs ayant à cette date obtenu leur autorisation de redémarrer et fonctionnant normalement et 7 réacteurs étant à l'arrêt avec des contrôles réalisés ou en cours.

Le 3 novembre 2016, dans le cadre des échanges avec l'ASN, EDF a informé les marchés de l'électricité du report à fin décembre 2016 du redémarrage de 5 réacteurs : Bugey 4, Gravelines 2 et Tricastin 1, 3 et 4. En conséquence, le Groupe a revu son objectif de production nucléaire pour l'année 2016 de 380-390 TWh à 378-385 TWh.

Le 5 décembre, l'ASN a donné son accord de principe au redémarrage des réacteurs nucléaires du palier 900 MW concernés par cette problématique de ségrégation carbone, sous réserve de vérifications réacteur par réacteur. À fin janvier 2017, tous les réacteurs 900 MW concernés ont ainsi pu être redémarrés après instruction de leur dossier spécifique par l'ASN.

Par ailleurs, au vu des éléments en sa possession, et compte tenu des enjeux de sûreté du réseau électrique, EDF a écrit début janvier à l'ASN pour demander la possibilité de reporter l'échéance des contrôles des deux derniers réacteurs concernés (Civaux 1 et Tricastin 2). Par décision en date du 12 janvier pour Tricastin 2, puis du 17 janvier pour Civaux 1, l'ASN a autorisé ce report.

Le 17 janvier 2017, l'ASN a également donné son accord sur le dossier générique pour les réacteurs nucléaires du palier 1 450 MW concernés par cette problématique de ségrégation carbone. Avec cet accord, le réacteur de Civaux 1 devrait pouvoir être reconnecté au réseau tout début février.

Le 10 février 2017, le réacteur de Tricastin 2 a été recouplé au réseau.

EDF communique régulièrement avec Réseau de Transport d'Électricité (RTE), qui est chargé d'assurer l'équilibre offre-demande d'électricité et la sécurité d'approvisionnement.

5.1.3.4 Précisions sur la faisabilité technique et financière du démantèlement des centrales nucléaires d'EDF en France

Le 1er février 2016, la mission d'information de la commission « Développement durable et aménagement du territoire » de l'Assemblée nationale a présenté un rapport sur la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base. Le rapport concerne l'ensemble des exploitants nucléaires, dont EDF.

Au vu des informations figurant dans ce rapport, EDF souhaite apporter les précisions suivantes :

EDF assume l'entière responsabilité technique et financière du démantèlement de ses centrales nucléaires.

Le Groupe rappelle qu'il démantèle actuellement neuf réacteurs.

- Chooz A (Ardennes) – un réacteur à eau pressurisée, le plus représentatif du parc nucléaire aujourd'hui en exploitation en France.

  Sa déconstruction a débuté en 2007 et la fin des travaux est prévue en 2022. L'ensemble des installations électromécaniques a été déconstruit, et EDF réalise actuellement la dernière étape, le démantèlement de la cuve. Le chantier se poursuit conformément au planning et dans le respect du budget.

  Le retour d'expérience tiré du chantier de démantèlement de la centrale de Chooz A bénéficiera entièrement au parc nucléaire aujourd'hui en exploitation, intégralement constitué de réacteurs à eau pressurisée.

- Les 8 autres réacteurs nucléaires actuellement en démantèlement sont issus de trois technologies différentes (graphite-gaz, neutrons rapides et eau lourde).

D'importantes étapes ont déjà été franchies sur l'ensemble de ces chantiers. Ces installations, complexes à démanteler, consolident le savoir-faire d'EDF en matière de déconstruction. EDF rappelle que par rapport aux autres installations de ce type démantelées dans le monde, les chantiers du Groupe sont parmi les plus avancés.

EDF confirme son objectif de démanteler ses installations nucléaires dans des délais aussi courts que possible. À cet effet, le Groupe s'appuie sur des compétences spécifiques qu'il s'attache à développer dans la durée, chez lui-même comme chez ses principaux partenaires prestataires.

S'agissant du financement de ces opérations, EDF rappelle que la réglementation française (loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et ses textes d'application) a créé un mécanisme à la fois contraignant pour les exploitants nucléaires et sécurisé :

- la loi prescrit d'affecter des actifs financiers dédiés au financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'à la gestion de long terme des déchets radioactifs ;
- ils sont identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise, afin d'assurer leur disponibilité le moment voulu ;
- ces actifs et les montants provisionnés font l'objet d'un suivi et d'un contrôle strict et régulier du Conseil d'administration et de l'État.

5.1.3.5 Développements stratégiques

5.1.3.5.1 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs

Le 29 septembre 2016, les contrats relatifs à la centrale d'Hinkley Poitn C au Royaume-Uni ont été signés par EDF, CGN et le gouvernement britannique.

Cette signature marque la fin de la phase de développement du projet après plusieurs années de planification et de préparation rigoureuses.

Cette signature de contrats s'intègre dans les accords précédents, qui comprenaient trois volets :

- la construction et l'exploitation de deux EPR à Hinkley Point, sous *leadership* EDF (66,5 %), avec une participation de CGN dans l'entité portant le projet à hauteur de 33,5 %. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet ;
- le développement de deux EPR sur le site de Sizewell, sous *leadership* EDF (80 %), afin de préparer une possible décision finale d'investissement, avec une participation de CGN à hauteur de 20 % ;
- l'adaptation et la certification au Royaume-Uni de la technologie HPR 1000 (réacteur chinois 1 000 MW de 3e génération) et son développement sur le site de Bradwell, sous *leadership* de CGN (66,5 %) afin de préparer une possible décision finale d'investissement, avec une participation du groupe EDF à hauteur de 33,5 %.

Pour plus de détails, se reporter, d'une part, aux sections 1.4.5.1.2.5 « Divison Nouveau Nucléaire » et 2.1.3 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » et, d'autre part, à la note 3.2 « Hinkley Point C : signature des contrats définitifs » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.1.3.5.2 EDF et AREVA signent les accords engageants pour l'acquisition des activités d'AREVA NP

Faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, AREVA et EDF ont signé le 15 novembre le contrat fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« NEW NP »), filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupera les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée du groupe AREVA.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours.

Les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées.

Le prix de cession pour 100 % de la valeur des fonds propres de NEW NP est confirmé à 2,5 milliards d'euros, hors les éventuels compléments et ajustements de prix et sans reprise de dette financière à la date de réalisation de l'opération. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8 ×[1].

Après l'information-consultation des instances représentatives des personnels, maintenant finalisée, la réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Les discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de NEW NP aux côtés d'EDF sont maintenant engagées. La participation acquise par EDF, pouvant aller jusqu'à 75 % aux termes du contrat signé serait ainsi réduite, tout en lui assurant un contrôle exclusif au côté des partenaires minoritaires détenant au moins 25 %.

Pour plus de détails, se reporter, d'une part, à la section 1.4.1.2 « Projets "Nouveau Nucléaire" » et, d'autre part, à la note 3.4 « EDF et AREVA signent les accords engageants pour l'acquisition des activités d'AREVA NP » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.1.3.6 Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 30 septembre 2016, a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016 de 0,50 euro par action et a décidé de proposer, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

La période d'option était ouverte du 5 octobre 2016 au 21 octobre 2016 inclus. À la clôture de cette période, 91,79 % des droits ont été exercés en faveur d'un paiement en actions de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016.

Cette opération a entraîné la création de 95 885 292 actions nouvelles (représentant une augmentation de capital de 4,76 % sur la base du capital existant de la Société – voir section 7.3.8 « Répartition du capital et des droits de vote »). Le prix d'émission des actions nouvelles émises en paiement de cet acompte a été fixé le 30 septembre 2016 à 9,62 euros.

Le règlement, la livraison des actions et leur admission sur Euronext Paris sont intervenus le 31 octobre 2016. Ces actions portent jouissance immédiate et sont entièrement assimilées aux actions déjà admises.

Le montant du dividende en numéraire à verser aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividende en actions au titre de l'exercice 2016 s'est élevé à 82,55 millions d'euros et a été payé le 31 octobre 2016. Le montant de la soulte en espèces à verser aux actionnaires qui ont fait le choix du paiement de l'acompte en titres s'est élevé à environ 0,59 million d'euros.

5.1.3.7 Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

1. *EBITDA normalisé* pro forma *du périmètre repris, hors grands projets.*

L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

Durant l'année 2016, EDF a été associée à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français, et ainsi avancer sur la voie d'un accord. De tels échanges devraient se poursuivre en 2017, jusqu'à la clôture du dossier par la CE.

5.1.3.8 Plan de cessions du Groupe

5.1.3.8.1 EDF, Caisse des Dépôts et CNP Assurances : signature d'un accord engageant pour un partenariat de long terme avec RTE

Le 14 décembre 2016, EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, d'autre part, ont conclu un accord engageant fixant les termes et conditions de l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances d'une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE [1], et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE. Ce partenariat entre des acteurs publics majeurs du financement des infrastructures en France permettra de conforter RTE dans sa mission de service public.

La valorisation définitive agréée est fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE. EDF bénéficiera éventuellement d'un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros.

Le schéma retenu prévoit l'entrée de la Caisse des Dépôts et de CNP Assurances comme actionnaires de référence de RTE aux côtés d'EDF, à travers la création d'une coentreprise détenue conjointement par EDF (50,1 %) et la Caisse des Dépôts et CNP Assurances (49,9 %).

Cette opération apportera à RTE une gouvernance nouvelle afin d'accompagner durablement sa stratégie d'investissement pour l'optimisation des infrastructures de transport d'électricité, au service de la transition énergétique. Confortant l'ancrage public et le modèle économique et social à long terme de RTE, elle maintiendra également RTE dans son statut réglementaire actuel de gestionnaire de réseau de transport indépendant, en conformité avec la réglementation applicable.

Cet accord s'inscrit dans la demande formulée auprès des Présidents de RTE et d'EDF par le ministre des Finances et des Comptes publics et le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique dans leur communiqué commun du 22 avril 2016, visant à définir un schéma d'ouverture du capital qui puisse être mis en œuvre avant fin 2016.

Dans un premier temps, suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, EDF a transféré le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à la société C25, celle-ci finançant en partie l'opération par endettement externe. EDF cédera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société. La réalisation de cette seconde étape est prévue pour le premier semestre de l'année 2017 après approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Le solde de la participation d'EDF dans C25 (50,1 %) restera affecté au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval de son cycle nucléaire.

5.1.3.8.2 EDF Trading et JERA : cession future du négoce de charbon

Le 21 décembre 2016, EDF Trading a signé des accords engageants avec JERA Trading Singapore, filiale du groupe JERA, concernant la future cession, d'ici la fin du premier semestre 2017, de son activité de négoce et fret de charbon.

Les accords contractuels prévoient également une prise d'intérêt minoritaire (33 %) au capital de JERA Trading Singapore, qui rachètera en parallèle 100 % des titres d'EDF Trading Australia (propriétaire de 7,5 % de la mine de charbon australienne de Narrabri) et la totalité du capital d'Amstuw BV (qui opère le terminal charbonnier néerlandais de Rietlanden).

5.1.3.8.3 EDF : projet de cession des actifs d'EDF Polska

Le 26 octobre 2016, au terme d'un processus concurrentiel ouvert, EDF était entré en négociations exclusives avec IFM Investors, qui avait remis au Groupe une offre ferme pour le rachat de ses activités de cogénération (chaleur et électricité) en Pologne. La centrale thermique au charbon de Rybnik (capacité de 1,8 GW) faisait l'objet d'un processus de cession séparé pour lequel le groupe EDF était en négociation exclusive avec EPH.

La finalisation de ces deux transactions nécessitait la scission préalable d'EDF Polska en deux entités autonomes, regroupant d'un côté les actifs de cogénération, et de l'autre Rybnik. Le gouvernement polonais ayant communiqué au groupe EDF le 12 décembre 2016 la décision de ne pas autoriser cette scission, EDF étudie les motivations de ce refus et réserve tous ses droits.

Le 27 janvier 2017, un protocole d'accord a été signé entre EDF et un consortium d'*utilities* polonaises composé de PGE, Enea, Energa et PGNiG. Ce protocole a pour objectif d'encadrer les discussions autour de la cession d'EDF Polska.

5.1.3.8.4 EDF finalise avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ (« Első Nemzeti Közműszolgáltató Zrt ») ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász Zrt, filiale hongroise d'EDF. Cette annonce fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

La transaction, qui valorise les 100 % d'EDF dans EDF Démász Zrt à environ 400 millions d'euros, constitue pour EDF une nouvelle avancée dans la réalisation du plan de cessions du Groupe sur la période 2015-2020.

EDF avait signé le 5 décembre 2016 avec ENKSZ un accord définitif en vue de cette cession.

5.1.3.8.5 Acquisition d'un portefeuille d'environ 130 actifs de bureaux et activités par Tikehau IM auprès de Sofilo, foncière du groupe EDF

Tikehau Investment Management (IM) acquiert un portefeuille d'environ 130 actifs de bureaux et activités auprès de Sofilo, foncière du groupe EDF. Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Île-de-France et en régions, développe une surface utile d'environ 300 000 mètres carrés.

Cette opération a été réalisée par l'OPCI Tikehau Real Estate II, gérée par Tikehau IM, dans le cadre d'une cession d'actifs assortie d'un contrat de location opérationnelle. Catella Asset Management a assisté Tikehau durant toute la phase d'acquisition et assurera la fonction d'*asset manager*.

1. *Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.*

5.1.3.9 Participations et partenariats

5.1.3.9.1 Participations et partenariats d'EDF

5.1.3.9.1.1 Finalisation de l'acquisition par EDF des activités de traitement des déchets de Studsvik, basées en Suède et en Grande-Bretagne

Le 28 juillet 2016, EDF a finalisé l'acquisition auprès de Studsvik de ses actifs et installations de traitement des déchets par recyclage des métaux, incinération et pyrolyse situés sur le site de Nykoping en Suède, ainsi que le centre de recyclage des métaux MRF *(Metal Recycling Facility)* de Workington en Grande-Bretagne.

La finalisation de cette opération s'inscrit dans le cadre de l'accord relatif aux activités de déconstruction de centrales nucléaires et de gestion des déchets radioactifs annoncé le 20 avril 2016 par EDF et Studsvik.

Il fait suite à la levée des conditions suspensives, notamment l'obtention auprès des autorités compétentes des autorisations et permis nécessaires relatifs aux activités de traitement des déchets concernées.

La finalisation de l'acquisition de l'activité de traitement des déchets radioactifs de Studsvisk accroît significativement les capacités industrielles de traitement d'EDF et marque une étape majeure du développement du Groupe dans le domaine de la gestion des déchets radioactifs et de la déconstruction de centrales nucléaires.

5.1.3.9.1.2 Finalisation de l'acquisition des aéroports de la Côte d'Azur

Le 9 novembre 2016, le groupe italien Atlantia et EDF Invest, suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, ont finalisé l'acquisition d'une participation majoritaire dans la société Aéroports de la Côte d'Azur, qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans C25 (société détenant 100 % des titres RTE), TIGF, Porterbrook, MRG et Géosel.

5.1.3.9.1.3 Prolongation d'un accord de partenariat avec China Datang Corporation

Dans le cadre des partenariats stratégiques, EDF et China Datang Power Corporation (CDT) ont annoncé le 26 mai 2016 avoir signé un nouvel accord de partenariat, en renouvelant leur partenariat signé en 2013. Les axes de coopération identifiés possibles portent sur des échanges dans les domaines de la stratégie de développement, des formations, des opportunités de fourniture de prestations de services, des opportunités d'investissements en commun dans des projets de production d'électricité en Chine et à l'étranger. Pour chaque domaine de coopération, la signature d'un accord spécifique est une condition préalable au lancement dudit domaine de coopération.

5.1.3.9.1.4 Mitsubishi Heavy Industries et EDF ont signé un protocole d'accord portant sur la collaboration dans le domaine de l'énergie nucléaire

Le 28 juin 2016, Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et EDF ont signé un protocole d'accord visant à renforcer les liens entre les industries nucléaires française et japonaise. Reconnaissant l'intérêt stratégique d'associer dans certains domaines de l'énergie nucléaire civile les atouts d'EDF et de MHI, EDF et MHI ont en particulier convenu de renforcer leur partenariat stratégique dans les domaines suivants :

- une évolution du cadre de la coopération concernant la coentreprise ATMEA, en y incluant l'implication d'EDF dans les opérations commerciales en soutien d'ATMEA ;
- le support mutuel pour assurer le bon déroulement des projets ATMEA 1, en particulier en Turquie et au Vietnam ;
- la participation potentielle de MHI, au titre de partenaire stratégique, dans la réorganisation du secteur nucléaire français, à travers l'acquisition d'une participation minoritaire dans le capital d'AREVA NP ;
- d'autres collaborations potentielles s'appuyant sur leurs technologies et expertises respectives au niveau du marché mondial.

5.1.3.9.2 Participations et partenariats des filiales du Groupe

5.1.3.9.2.1 EDF Énergies Nouvelles

Au cours de l'année 2016, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans l'éolien terrestre *(onshore)* en s'implantant dans de nouvelles zones géographiques clés, dans l'éolien maritime *(offshore)* et dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. Les principales réalisations d'EDF Énergies Nouvelles en 2016 sont détaillées dans la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ».

5.1.3.9.2.2 Dalkia

Les principales opérations réalisées en 2016 par Dalkia sont détaillées dans la section 1.4.6.1.1 « Dalkia ».

5.1.3.9.2.3 Edison

Les principales opérations réalisées en 2016 par Edison sont détaillées dans la section 1.4.5.2.3 « Activités d'Edison ».

5.1.3.10 Projets d'investissement

5.1.3.10.1 En France

5.1.3.10.1.1 EPR de Flamanville : 1er jalon atteint avec la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire et poursuite du programme d'essais de la cuve

Les opérations de montages mécaniques du circuit primaire principal [1] du réacteur EPR de Flamanville sont terminées et ont permis l'installation et l'assemblage des gros composants (les quatre générateurs de vapeur, la cuve, le pressuriseur et les pompes primaires).

Cette étape marque l'atteinte du premier jalon clé fixé par le groupe EDF au 1er trimestre 2016, conformément au calendrier du chantier mis à jour à l'été 2015.

Pour plus de détails voir la section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville ».

1. *Le circuit primaire est un circuit fermé, contenant de l'eau sous pression. Cette eau s'échauffe dans la cuve du réacteur au contact des éléments combustibles. Dans les générateurs de vapeur, elle cède la chaleur acquise à l'eau du circuit secondaire pour produire la vapeur destinée à entraîner le groupe turboalternateur.*

5.1.3.10.1.2 Programme d'investissement du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage ». Ce programme industriel est détaillé dans la section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ».

5.1.3.10.1.3 Inauguration de la centrale Cycle Combiné Gaz (CCG) naturel de Bouchain

Le 17 juin 2016, EDF et General Electric (GE) ont inauguré à Bouchain (Nord), la première centrale à Cycle Combiné Gaz naturel (CCG) équipée de la turbine 9HA, en présence de Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF, et de Steve Bolze, Président-Directeur Général de GE Power (voir aussi la section 1.4.1.3.2 « Les enjeux de la production thermique »).

5.1.3.10.2 Autre international

Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (Fuzhou)

Le 27 avril 2016, l'unité de production n° 2 de la centrale thermique à charbon dite « ultra-supercritique » de Fuzhou, en Chine, a été mise en service industriel avec trois mois d'avance sur le planning initial. Cette mise en service intervient quatre mois après celle de l'unité de production n° 1, réalisée le 29 décembre 2015. La centrale de Fuzhou (2 × 1 000 MW), dont le Groupe détient 49 %, est désormais en opération.

5.1.3.10.3 Autres métiers

5.1.3.10.3.1 EDF Énergies Nouvelles

Les principales mises en service de parcs éoliens et solaires d'EDF Énergies Nouvelles sont décrites dans la section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ».

5.1.3.10.3.2 Dunkerque LNG : mise en service commerciale du terminal de Dunkerque

Depuis le 1er janvier 2017, le terminal méthanier de Dunkerque a débuté ses activités commerciales.

Le terminal de Dunkerque permet d'importer du Gaz Naturel Liquéfié (GNL), de le stocker et de le regazéifier pour l'émettre sur les réseaux de transport à destination des lieux de consommation.

Deuxième terminal en Europe continentale par sa taille, le terminal méthanier de Dunkerque est également le seul en Europe à être directement raccordé à deux marchés de consommation : la France et la Belgique. Sa capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de mètres cubes représente plus de 20 % de la consommation annuelle française et belge de gaz naturel.

5.1.3.10.3.3 Électricité de Strasbourg : inauguration de la centrale de géothermie profonde de Rittershoffen

Le 7 juin 2016, la centrale de géothermie profonde à Rittershoffen, au nord de Strasbourg, a été inaugurée par la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. Ce projet, une première mondiale dans l'utilisation d'une ressource géothermale pour un process industriel existant, doit alimenter en vapeur une usine du groupe agroalimentaire Roquette distant de 15 kilomètres grâce à de l'eau à 170 °C captée à 2 500 mètres de profondeur.

Électricité de Strasbourg, filiale du groupe EDF, très actif depuis de nombreuses années dans le domaine de la géothermie profonde, a été chargée du projet (études géophysiques, conception des forages et des équipements techniques en surface, suivi des travaux, mise en service, exploitation).

Avec une puissance livrée de 24 MW thermique, équivalente au chauffage de près de 27 000 logements, elle permet à l'usine consommatrice d'économiser 39 000 tonnes de CO_2 par an, ce qui correspond aux émissions annuelles de 25 000 voitures.

5.1.3.11 Obligations vertes *(green bonds)*

En novembre 2013, le Groupe a lancé avec succès sa première émission obligataire verte *(green bond)* en euros, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles. L'allocation de la totalité des 1,4 milliard d'euros s'est conclue en juin 2015.

En octobre 2015, EDF a lancé une deuxième émission obligataire verte libellée en dollars américains d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %. À fin décembre 2016, 1,22 milliard de dollars ont été alloués à la construction de six projets éoliens.

Les fonds levés dans le cadre de ces deux premiers *green bonds* ont contribué à financer au total 18 projets d'énergies renouvelables (15 projets d'éolien terrestre, 2 projets de solaire photovoltaïque, 1 projet biométhane), situés en France et en Amérique du Nord, et développés par EDF Énergies Nouvelles. Ces projets représentent une capacité totale d'environ 2,6 GW.

En octobre 2016, EDF a lancé une obligation verte, d'un montant total de 1,75 milliard d'euros avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 1 %.

En janvier 2017, le Groupe a émis deux *green bonds* « Samouraï » pour un montant total de 26 milliards de yens, soit l'équivalent d'environ 212 millions d'euros à la date d'émission. Ces dernières émissions vont permettre au Groupe de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles, ainsi que de modernisation et de développement des ouvrages hydroélectriques existants en France.

5.1.3.12 Innovation

« Mon Soleil & Moi »

Le 2 juin 2016, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le lancement, par sa filiale EDF ENR, d'une offre commerciale dédiée à l'autoconsommation « Mon Soleil & Moi ».

« Mon Soleil & Moi » devient l'unique offre résidentielle d'EDF ENR. Celle-ci 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. L'offre permet aux clients, grâce à une palette d'outils simples, de maximiser son taux d'autoconsommation ; l'installation est dimensionnée en fonction de ses besoins réels. Il peut suivre en temps réel sa consommation en ligne, sur sa tablette ou sur son *smartphone*. Il peut ainsi maîtriser ses dépenses énergétiques et, s'il le désire, utiliser le surplus d'électricité stocké par sa batterie.

Le stockage de l'énergie et la décentralisation des modes de production constituent des enjeux forts pour EDF qui y consacre des investissements importants pour répondre aux attentes des consommateurs et des gestionnaires de réseaux. Par exemple, EDF a lancé le premier projet *microgrids* 100 % solaires dans le cirque de Mafate à la Réunion, favorisant l'indépendance énergétique des villages isolés. EDF travaille également dans ses centres de R&D sur de nouvelles technologies de batteries (zinc air, lithium air…). EDF Énergies Nouvelles a mis en service une centrale solaire avec stockage équipée d'un système de contrôle des équipements électriques, pour lisser la production d'électricité et participer à la stabilité du réseau guyanais. Elle a également installé aux États-Unis un système de stockage d'énergie combinant batteries et logiciel de conduite informatisée pour gérer à distance les pics de fréquence sur le réseau électrique. L'objectif est d'anticiper et d'accompagner les ruptures technologiques du monde de l'énergie et de l'électricité.

Sowee

Le 13 octobre 2016, EDF a lancé Sowee. Cette nouvelle filiale d'EDF, conçue à la manière d'une *start-up,* a développé la première station connectée pour piloter son énergie et garantir le confort dans sa maison, tout en maîtrisant son budget.

Sowee, c'est un objet et une application spécialement conçus pour piloter sa consommation d'énergie, optimiser son confort, et commander à distance les objets connectés du quotidien. Associée à l'offre gaz naturel Sowee, et grâce à ses capteurs, la station connectée permet notamment de piloter son chauffage à l'euro ou au degré près.

La station connectée et son application optimisent les températures en fonction du budget choisi. Sowee permet ainsi de planifier son budget chauffage gaz ; elle alerte en cas de dépassement et propose des ajustements de température pour le respecter.

5.1.3.13 Environnement réglementaire

5.1.3.13.1 France

5.1.3.13.1.1 La Commission européenne autorise le mécanisme de capacité révisé en France

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne [1] a décidé que le marché de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a mis un terme à l'enquête approfondie ouverte un an plus tôt à l'encontre de la France et a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1er janvier 2017. L'arrêté du 8 novembre 2016 définit les modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH (voir section 5.1.3.13.1.2 « ARENH »).

La décision de la Commission européenne résulte des engagements pris par les pouvoirs publics français de modifier le mécanisme sur trois volets principaux :

- faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en permettant aux nouvelles capacités, sous condition, d'obtenir des certificats d'une durée de sept ans ;
- introduire la possibilité pour les exploitants de capacités situées dans les États membres voisins de participer au mécanisme français, en fonction de la capacité disponible aux interconnexions aux heures de pointe ;
- accroître la transparence du mécanisme et instaurer des mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

La modification des règles du mécanisme, intervenue en novembre 2016, a permis la mise en œuvre de la troisième mesure.

Les deux autres mesures nécessitent des modifications supplémentaires des règles et entreront en vigueur à partir de 2019. Les acteurs du marché de capacité seront consultés sur les évolutions des règles courant 2017.

Une première session de marché a été organisée par EPEX Spot le 15 décembre 2016. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentent 22,6 GW. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW. Pour 2017, ce prix d'équilibre définit également le « prix de référence marché » de la capacité.

Le prix de la capacité sera répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs.

De nouvelles enchères auront lieu en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

5.1.3.13.1.2 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix, le marché de gros est devenu sur la majeure partie de l'année une source d'approvisionnement attractive ; en conséquence, les souscriptions ARENH ont été nulles à la fois lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016 et lors du guichet de mi-année destiné à la fourniture du second semestre 2016.

En revanche, la souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet de novembre-décembre 2016 a été massive (40,8 TWh fermes pour le premier semestre 2017). En effet, la remontée extrêmement rapide des prix *forward* 2017 (notamment sur le premier trimestre tirant l'ensemble de l'année vers le haut) dans les semaines précédant le guichet de novembre/décembre 2016 les a conduits à dépasser le prix de l'ARENH, de 42 €/MWh, qui intègre également la valeur des garanties de capacités.

Les arrêtés des 8 et 14 novembre 2016 ont fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'Accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

5.1.3.13.1.3 Compensation des charges de Service Public de l'Énergie

Le mécanisme de financement et de compensation des charges de Service Public de l'Énergie a pour objet d'indemniser les opérateurs auxquels sont assignées un certain nombre de charges de service public de gaz et d'électricité. EDF en est l'opérateur prépondérant [2].

Les charges couvertes par le mécanisme

Le mécanisme actuellement en vigueur est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Il est piloté par l'État, qui en assure le financement dans son budget avec le concours de la CRE, qui calcule et propose à l'État les montants de charges à compenser pour chaque opérateur. Ainsi, les charges de service public de l'énergie sont intégrées au budget de l'État dans deux comptes spécifiques :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui couvre les dépenses supportées par les opérateurs obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF et le remboursement du trop-versé de la taxe TICFE (renommée CSPE) par les industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un second compte intitulé « Service public de l'énergie » du budget général de l'État qui couvre les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI).

Les ressources du mécanisme

Le financement du mécanisme est assuré par des recettes provenant de quatre taxes sur les consommations d'énergie (la TICFE pour l'électricité, la TICC pour les charbons et assimilés, la TICGN pour le gaz naturel et la TICPE pour les carburants) dans des proportions variables.

Pour l'année 2016, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été alimenté par la totalité des recettes de la TICFE et par 2,16 % des recettes de la TICGN. Les recettes des autres taxes contribuent au financement du budget général sans pour autant être directement affectées à un poste de dépense particulier.

1. Cf. *communiqué de presse de la Commission européenne : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-3620_fr.htm*
2. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte sont également concernées dans une moindre mesure.*

À partir du 1er janvier 2017, le financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » est assuré par les recettes des taxes sur les énergies carbonées : principalement par la TICPE et, en complément, la TICC. Les autres taxes, dont la TICFE, contribuent au financement du budget général.

Le niveau de la TICFE (renommée CSPE) est resté stable en 2016, soit 22,5 €/MWh pour son taux plein, et entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh pour les taux réduits applicables aux consommateurs électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée et d'électro-intensivité. Ces niveaux restent inchangés dans la loi de finances pour 2017.

La compensation des charges supportées par EDF en 2016

Les charges à compenser à EDF au titre de 2016 s'élèvent à 6 365 millions d'euros, en hausse de 1 % par rapport à 2015. Cette légère augmentation s'explique principalement par une hausse du coût des obligations d'achat principalement due à la croissance en volume des EnR liée au développement du parc de production EnR en France, en partie compensée par une baisse des charges liées aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées. Les montants encaissés en 2016 s'établissent à 6 357 millions d'euros, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015.

Le remboursement du déficit historique antérieur à la réforme

L'État a pris le 2 décembre 2016 un arrêté dans lequel il fixe le montant définitif de la créance due à EDF au 31 décembre 2015 lié aux déficits de compensation cumulés pour la période passée (5 780 millions d'euros pour le principal hors intérêts 2015). Cet arrêté établit également un échéancier annuel de remboursement d'ici 2020 de cette créance.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,40 %) de la créance de la compensation des charges de service public de l'énergie qu'elle détient sur l'État à raison du déficit de compensation accumulé au 31 décembre 2015. Cette créance a été cédée à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

À partir de 2017, suite à cette opération, EDF ne percevra plus que 73,6 % (quote-part de la créance non cédée) des flux de remboursement de la créance et des intérêts associés versés par l'État.

5.1.3.13.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE)

Indexations TURPE 4

La CRE a publié le 2 juin 2016 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2016 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a ainsi augmenté de 1,11 % arrondi à 1,1 %. Cette hausse correspond à une stabilité de l'inflation (0,03 %) et à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) [1] de 1,08 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a augmenté de 1,37 % arrondi à 1,4 % au 1er août 2016, correspondant à une stabilité de l'inflation (0,03 %), un apurement du CRCP pour - 0,81 %, et à une prise en compte de l'interruptibilité de 2,15 %.

TURPE 5

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE Transport et le TURPE Distribution pour la période 2017-2020, avec une date d'entrée en vigueur prévue au 1er août 2017.

Le TURPE 5 Transport prévoit une hausse de 6,76 % au 1er août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 fixe un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE, contre 7,25 % pour TURPE 4.

Le TURPE 5 Distribution prévoit une hausse de 2,71 % au 1er août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en ajustant cependant la marge sur actifs à 2,6 % (2,5 % pour TURPE 4) et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 % (6,1 % pour TURPE 4).

Le *Journal officiel* du 28 janvier 2017 a publié les trois décisions de la CRE relatives au TURPE 5 : les deux délibérations sur les TURPE 5 Transport et Distribution précitées, ainsi que la délibération du 19 janvier 2017 en réponse à la demande d'une nouvelle délibération émanant de la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des relations internationales sur le climat, par laquelle la CRE maintient sa délibération initiale relative au TURPE 5 Distribution.

EDF a déposé le 3 février 2017 une requête en annulation devant le Conseil d'État à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution.

Décisions du Conseil d'État

Le 13 mai 2016, le Conseil d'État a rejeté la requête de la société Direct Énergie visant à obtenir l'annulation pour excès de pouvoir de la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux Tarifs d'Utilisation d'un Réseau Public d'Électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (TURPE 4 Distribution).

Par ailleurs, le Conseil d'État a annulé en date du 13 juillet 2016 la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui a mis en place un mécanisme de régulation asymétrique. Le Conseil d'État considère que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne peut légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs.

La CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 prévoit à ce titre la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique par les GRD sans en préciser les modalités de calcul. Celles-ci seront décidées par la CRE au deuxième trimestre 2017, à l'issue d'une consultation publique, comme annoncé dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2017. Cette rémunération rentrera dans les charges couvertes par le TURPE.

5.1.3.13.1.5 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV)

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % du tarif bleu résidentiel en moyenne et de 1,5 % du tarif bleu non résidentiel également en moyenne. Les ministres concernés ont accepté cette proposition, et l'arrêté relatif à ces nouvelles grilles a été publié le 29 juillet 2016 au JO avec date d'effet au 1er août 2016. La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance était fixée au 30 juin 2016.

1. *Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.*

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement à l'État par mégawattheure vendu. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimentera les sites à partir du 1er juillet 2016 sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

La CRE a organisé en novembre 2016 un second appel d'offres, afin de répartir les sites restant à cette date en offre transitoire du fait de lots infructueux, de sites qui n'avaient pas été intégrés dans des lots lors du premier appel d'offres ou de sites non basculés dans le périmètre du fournisseur allocataire (environ 2 700). L'appel d'offres ayant été infructueux, ces sites demeurent alimentés en offre transitoire.

Annulation des tarifs réglementés de vente 2014-2015 par le Conseil d'État

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode), étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant de fait la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1er août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts, fixés sans intégrer la totalité de la régularisation tarifaire constatée à cette date.

La publication au *Journal officiel* des arrêtés rectificatifs tarifaires 2014-2015 demandés par le Conseil d'État a eu lieu le 2 octobre 2016.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 1 030 millions d'euros (dont 1 018 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2016 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2016 s'élève à 872 millions d'euros.

5.1.3.13.1.6 Projet de stockage Cigéo

Description du projet Cigéo

Le projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) est décrit dans la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (M-HAVL) concernant le projet de stockage Cigéo.

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. Conformément à ce qui était indiqué dans la note 29.1.2 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014, la publication de cet arrêté entraîne l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe.

Le coût du projet Cigéo s'est substitué ainsi à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait EDF dans ses comptes à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a eu pour conséquence, dans les comptes au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera 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'ASN.

Affectation des coûts par exploitant et quote-part EDF utilisée pour le calcul de la provision

Les études recouvrent les activités de recherche et développement (R&D), de maîtrise d'œuvre (MOE) et de maîtrise d'ouvrage (MOA) relatives au développement et la construction du centre de stockage M-HAVL. EDF a financé 78 % des études de l'ANDRA M-HAVL jusqu'en 2006 en application de la convention ANDRA-producteurs du 6 juin 2000. Depuis 2006, cette clé a été retenue de manière provisoire et conservatoire pour évaluer la quote-part des dépenses d'études revenant à EDF.

L'évaluation des charges de gestion à long terme requiert de déterminer également la part d'EDF dans le financement de l'investissement et de l'exploitation du centre de stockage. Le mécanisme de répartition de ce financement entre les trois contributeurs au centre de stockage (AREVA, CEA et EDF) reste à préciser. Dans l'attente, EDF a appliqué les quotes-parts volumiques des déchets concernés aux coûts spécifiques associés et de manière conservatoire la quote-part commune historique aux dépenses n'ayant pas fait à date l'objet d'une affectation plus précise :

- investissements spécifiques MAVL : 50,2 % ;
- investissements spécifiques HA0 (CSD-V froids) : 30 % ;
- investissements spécifiques HAVL : 97,4 % ;
- dépenses en phase d'exploitation (exploitation hors études, investissements, jouvence, assurance) : application de la quote-part EDF année par année issue du PIGD VE (Programme industriel de gestion des déchets VE signé par l'ANDRA, le CEA, AREVA NC et EDF en novembre 2016) pour la catégorie de déchets concernée ;
- autres investissements : 78 % ;
- R&D, MOE, MOA : 78 %.

5.1.3.13.2 Royaume-Uni

Réforme du marché de l'électricité

Les trois éléments les plus importants de la réforme du marché britannique de l'électricité sont le prix plancher du carbone, introduit en application de la loi de finances de 2011, le marché de capacité et les *Contract for Difference* (CfD) institués par la loi énergétique de 2013. Ces éléments sont détaillés dans les paragraphes suivants.

Le mécanisme du prix plancher du carbone *(Carbon Price Floor)* consiste en une taxe appelée *Carbon Price Support* qui s'ajoute au prix des droits d'émission de CO_2. Ainsi établi, le prix global du carbone fixe les montants à payer par les producteurs d'électricité pour les émissions de carbone par les centrales thermiques à flamme. Le 19 mars 2014, compte tenu de la forte baisse des prix du CO_2 sur les marchés, le gouvernement britannique a plafonné à 18 £/t le montant de la taxe *Carbon Price Support* à partir d'avril 2016 jusqu'en 2020. Le 16 mars 2016, ce plafond de 18 £/t, après ajustement lié à l'inflation, a été prorogé par le Gouvernement jusqu'en 2021.

Le marché de capacité a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité. Des enchères ont lieu chaque année pour sécuriser la capacité de production quatre ans en amont de la fourniture, suivie d'une enchère complémentaire un an avant la fourniture. Les années de livraison commencent le 1er octobre pour se terminer le 30 septembre de l'année suivante. Trois enchères pour livraison dans quatre ans ont eu lieu, dont la plus récente en décembre 2016 qui a débouché sur la signature de contrats de capacité à hauteur de 52,4 GW pour 2020-2021, au prix de 22,50 £/kW par an. Toutes les centrales nucléaires et à gaz d'EDF Energy ont signé des contrats de capacité lors des enchères pour livraison dans quatre ans concernant les périodes annuelles 2018-2019, 2019-2020 et 2020-2021. Les quatre tranches charbon de Cottam et trois des quatre tranches charbon de West Burton A (tranches 1, 2 et 4) ont remporté des contrats de capacité d'une durée de trois ans lors de l'enchère du mois de décembre 2014, mais en juillet 2016 la durée de ces contrats a été ramenée à un an, recouvrant la seule période 2018-2019. Alors qu'aucune des centrales charbon n'a obtenu un contrat de capacité pour la période 2019-2020, les tranches 1, 2 et 4 de West Burton A ont remporté des contrats pour 2020-2021 lors des enchères de 2016. Toute tranche sans contrat pour l'année ciblée peut participer aux enchères pour livraison dans un an. Des enchères supplémentaires concernant 2017-2018 auront lieu en janvier 2017, avançant le début du marché de capacité britannique au mois d'octobre 2017. Toutes les capacités des centrales nucléaires et thermiques à gaz ou au charbon d'EDF Energy sont éligibles pour ces enchères.

Enfin, les CfD devraient soutenir les investissements dans la production d'électricité « bas carbone », comprenant notamment le projet nucléaire d'Hinkley Poin C (voir note 3.2 « Hinkley Point C : signature des contrats définitifs » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). À la suite du premier tour d'attribution (enchère) en février 2015, le gouvernement britannique a annoncé son intention d'organiser, pour les énergies renouvelables, trois autres enchères pour les CfD d'ici à 2020. Il a publié des détails de la première, qui doit avoir lieu mi-2017 pour soutenir le développement continu de l'éolien en mer, à condition d'atteindre des objectifs de réductions de coûts.

Autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés (CMA)

Le 24 juin 2016, la CMA – l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés – a publié son rapport final qui a clôturé deux ans d'enquête sur le marché de l'énergie en Grande-Bretagne. Cette enquête s'est concentrée sur la question de « la fourniture et la demande de gaz et d'électricité » et a étudié les prix de détail et de gros.

La CMA confirme dans ce rapport que, sur plusieurs aspects, les marchés britanniques du gaz et de l'électricité fonctionnent bien pour les consommateurs. Elle note par exemple que les prix de gros pour l'électricité reflètent les coûts, et que rien ne prouve que les producteurs aient le moyen de profiter de la puissance du marché, ni qu'ils en aient tiré des bénéfices excessifs sur la période étudiée. De plus, la CMA conclut que la détention d'actifs de production et de portefeuilles clients (c'est-à-dire l'intégration verticale) ne nuit pas à la concurrence, et que certaines des efficacités qui en découlent peuvent être partagées avec les clients.

Toutefois, la CMA identifie des problèmes dans trois principaux domaines :

a) un manque d'engagement du consommateur dans le marché de l'énergie des particuliers ;

b) un ensemble de réglementations et de contraintes techniques qui limitent la concurrence ; et

c) un cadre réglementaire plus large qui entrave le développement de politiques et de règles qui seraient dans l'intérêt des clients.

La CMA va mettre en place plus de 30 mesures correctives pour remédier à ces problèmes. Ces mesures seront introduites par divers biais : la publication d'ordonnances propres de la CMA, la prise d'engagements par les parties ou l'émission de recommandations pour le Gouvernement et l'Ofgem, le régulateur britannique.

Les mesures correctives proposées comprennent notamment l'instauration d'un plafond transitoire de prix (entre 2017 et fin 2020) sur le segment des clients particuliers équipés de compteurs en prépaiement ; la création d'une base de données, contrôlée par l'Ofgem, qui permettra aux fournisseurs concurrents de contacter les clients résidentiels et micro-entreprises qui sont restés au moins trois ans sur le tarif « par défaut » de leur fournisseur, afin de proposer une meilleure offre ; et l'établissement d'un système régional de tarification pour les pertes sur le réseau de transmission.

La CMA a publié son calendrier précisant que la mise en œuvre de ces mesures correctives devait être achevée au plus tard le 23 décembre 2016. EDF Energy croit que l'heure est venue pour le secteur d'appliquer ces mesures exigeantes et justes sans retard, et souhaite travailler avec la CMA, les élaborateurs de politiques et les groupes de consommateurs, afin de participer à la construction du marché le plus efficace possible pour les clients.

5.1.3.13.3 Belgique

Centrales nucléaires

Le 1er décembre 2015, la ministre belge de l'Énergie a annoncé un accord avec Electrabel (groupe Engie). Cet accord prévoit tout d'abord une période transitoire pour les années 2015 et 2016, durant lesquelles les régimes spécifiques mis en place dans le cadre de la prolongation des centrales nucléaires de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 entrent progressivement en vigueur et où la contribution de répartition reste forfaitaire et sans dégressivité (200 millions d'euros en 2015 et 130 millions d'euros en 2016) pour les autres centrales Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 et Doel 4, dans lesquelles EDF Luminus détient une participation de 10,2 %. Au-delà de cette période transitoire, la contribution de répartition est profondément modifiée.

À compter de 2017 et jusqu'à la fin de vie prévue de ces centrales nucléaires, s'échelonnant entre 2022 et 2025, la contribution de répartition reposera sur le principe d'une taxation variable de 38 % (avant dégressivité) de la marge générée par l'activité nucléaire doublé d'un principe d'un minimum garanti pour l'État, fixé par période triennale. Pour les années 2017 à 2019, le minimum est déjà fixé à 150 millions d'euros. Pour les périodes triennales futures, le minimum sera déterminé sur la base d'un calcul réalisé par le régulateur sectoriel.

Le cadre législatif nécessaire à l'entrée en vigueur de ce dispositif a été adopté à la Chambre le jeudi 22 décembre 2016 et a été transposé dans la loi le 29 décembre 2016. Le groupe EDF a par conséquent mis fin aux contentieux en cours avec l'État belge autour de la taxation des activités nucléaires.

Centrales thermiques

Dans un contexte économique particulièrement défavorable et conformément à la législation belge qui requiert qu'une notification d'une possible mise à l'arrêt définitive soit faite aux autorités avant le 31 juillet 2016, le Conseil d'administration d'EDF Luminus, lors de sa séance du 24 juin 2016, a validé la proposition du *management* d'effectuer cette notification pour les centrales suivantes : Seraing, Ham, Izegem et Angleur TG3.

La baisse de la demande d'électricité, la croissance des énergies renouvelables et la baisse du prix du CO_2 entraînent une utilisation accrue des centrales au charbon en Europe, et finalement certaines centrales au gaz d'EDF Luminus fonctionnent très peu depuis plusieurs années.

La fermeture effective n'intervenant qu'au 31 octobre 2017, EDF Luminus sera dans l'intervalle vigilant quant aux résultats des discussions en cours sur les mécanismes permettant de rémunérer la capacité des centrales thermiques. Les quatre centrales concernées représentent une puissance installée totale de 609 MW sur un total de 1 215 MW thermiques et occupent une quarantaine de personnes.

En cas de fermeture définitive, EDF Luminus, considérant l'impact social, évaluera toutes les reconversions possibles, et ce, en concertation avec les organisations syndicales.

Le 13 janvier 2017, la ministre fédérale de l'Énergie a annoncé la reconduction de la réserve stratégique pour l'électricité en portant son volume de 750 MW à 900 MW afin de garantir la sécurité d'approvisionnement belge. Cette réserve sera attribuée pour trois ans, à compter du 1er novembre 2017, aux unités de production qui font l'objet d'une notification de mise à l'arrêt, conformément à la loi. Par ailleurs, les offres de la gestion de demande seront autorisées à y participer.

5.1.3.14 Autres événements marquants

5.1.3.14.1 ERDF : changement de dénomination sociale

Le 1er juin 2016, la dénomination sociale du gestionnaire du réseau de distribution a changé pour devenir Enedis [1], en remplacement de la dénomination ERDF. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP 21. Elle permettra 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).

5.1.3.14.2 Belgique

Centrales nucléaires

Le 17 novembre 2015, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) a autorisé la reprise de l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2 jusqu'à 2022 et 2023, dates prévues de leur mise à l'arrêt définitif. En janvier 2016, les deux centrales sont opérationnelles.

Le réacteur de Tihange 1, détenu à parité par EDF Belgium et Engie Electrabel, est à l'arrêt depuis le 7 septembre 2016 après qu'un bâtiment de la partie non-nucléaire eut été endommagé durant des travaux de génie civil et restera à l'arrêt jusqu'en février 2017 d'après les dernières informations communiquées par Electrabel sur son site internet. Tihange 1 avait été relancé mi-août après plus de trois mois d'entretien. Le réacteur, d'une capacité de 962 MW, avait été mis à l'arrêt fin avril pour des travaux d'entretien dans le cadre de la prolongation de la durée de vie de certains réacteurs.

5.1.3.14.3 Ouverture d'EDF Lab sur le Campus Paris-Saclay

Après deux années de chantier, le nouveau centre de recherche Paris-Saclay dédié aux nouvelles technologies énergétiques du groupe EDF a accueilli au cours du mois de mars 2016 ses premiers résidents. Composé d'un pôle recherche et développement et d'un campus de formation, il proposera une capacité d'accueil de plus de 3 000 salariés et 20 000 stagiaires par an. Cette capacité en fait aujourd'hui le plus grand centre de R&D dédié aux problématiques énergétiques en Europe.

Implanté sur le plateau de Saclay, il s'étend sur plus de 12 hectares et se compose de quatre bâtiments circulaires de 76 000 mètres carrés exclusivement consacrés à l'innovation et la formation. En choisissant le plateau, déjà connu pour son potentiel technologique et la présence de nombreuses écoles et universités, EDF a pour objectif de se rapprocher des grands acteurs scientifiques et académiques du secteur dans une logique gagnant-gagnant.

5.1.3.14.4 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'Entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'Entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF. Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe installation nucléaire de base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

1. *Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.*

5.1.3.14.5 Audit qualité de l'usine du Creusot

L'audit qualité lancé fin 2015 par AREVA au Creusot a mis en évidence des constats d'anomalie dans des dossiers de suivi de fabrication d'équipements concernant les réacteurs nucléaires ; un bilan de l'analyse des constats identifiés à date a été réalisé.

Pour le parc EDF en exploitation, 88 constats ont été détectés. Tous les constats relatifs au parc en exploitation en France ont été caractérisés.

L'analyse, qui repose sur les éléments produits par AREVA pour les pièces du parc EDF et sur les propres éléments d'expertise d'EDF, confirme l'absence d'impact sur l'intégrité des équipements concernés. Concernant Fessenheim 2, la caractérisation permet, en première approche, de démontrer l'absence d'impact sur l'intégrité du générateur de vapeur. Néanmoins, EDF souhaite conforter la démonstration de sûreté notamment sur les aspects métallurgiques et d'absence de défauts. Afin de réaliser des investigations complémentaires, EDF a donc procédé à la mise à l'arrêt du réacteur 2 de Fessenheim le 13 juin 2016 et a transmis ses éléments d'analyse sur l'irrégularité détectée à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) le 15 juin. L'ASN, dans une décision du 18 juillet 2016, a notifié à AREVA NP, fabricant du générateur de vapeur, l'obligation de transmettre un dossier présentant la démarche qu'il compte adopter afin de justifier la conformité du générateur de vapeur n° 335 au décret du 2 avril 1926 afin que l'ASN puisse se prononcer sur son acceptabilité. La suspension du certificat d'épreuve, tant qu'elle n'est pas levée, entraîne le maintien à l'arrêt du générateur de vapeur et, par conséquent, celui du réacteur.

Les analyses se poursuivent au-delà des dossiers barrés sur l'ensemble des dossiers des équipements fabriqués par Creusot Forge. L'instruction de ces milliers de dossiers nécessitera plusieurs mois de travail tout au long de l'année 2017.

L'ASN est régulièrement informée de l'avancement de ces analyses. L'accumulation de constats relevés sur les fabrications de Creusot Forge constitue un défaut au titre de l'assurance qualité. Ce défaut d'assurance qualité, dit « générique », car concernant plusieurs centrales nucléaires, a été déclaré à l'ASN en tant qu'événement significatif de sûreté par EDF, le 13 juin 2016, et classé au niveau 1 en deçà de l'échelle INES (échelle internationale de classement des événements nucléaires, qui comprend 7 niveaux).

L'audit a été étendu aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, sous la surveillance d'EDF pour les équipements concernant ses centrales.

Le 30 juin 2016, AREVA a fait un point de situation auprès du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, complété d'un point réalisé par EDF. Ce sujet a également fait l'objet d'une audition devant l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques le 25 octobre 2016 et devant des experts des équipements sous pression nucléaires (Groupe permanent ESPN) réunis par l'ASN le 7 décembre 2016.

5.1.3.15 Gouvernance – Conseil d'administration

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 a approuvé la nomination, en qualité d'administratrice, de Mme Claire Pedini, Directrice Générale Adjointe chargée des ressources humaines de Saint Gobain, en remplacement de M. Philippe Varin dont la démission a pris effet à la même date. Le mandat de Mme Pedini prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Le Conseil d'administration réuni le 30 mars 2016 avait examiné la situation individuelle de Mme Pedini au regard des critères d'indépendance définis par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et qualifié celle-ci d'administratrice indépendante. En outre, le Conseil d'administration du 3 juin 2016 a par ailleurs nommé Mme Pedini membre du Comité d'éthique du Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé, conformément aux articles L. 225-24 du Code de commerce et 13 de l'ordonnance n° 2014 948 du 20 août 2014, de nommer à titre provisoire Mme Michèle Rousseau, Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France au sein du Conseil général de l'environnement et du développement durable, en qualité d'administratrice en remplacement de M. Gérard Magnin, dont la démission a pris effet le 28 juillet 2016, pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018. La nomination de Mme Rousseau sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 18 mai 2017. Le Conseil d'administration du 3 novembre 2016 a par ailleurs nommé Mme Rousseau membre du Comité de suivi des engagements nucléaires du Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration d'EDF comprend, à la date du présent rapport, sept femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 41,7 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (hors administrateurs représentant les salariés). EDF atteint donc dès l'exercice 2016 la proportion de 40 % de femmes au sein du Conseil, requise par la loi en 2017.

Le Conseil compte par ailleurs cinq administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF (hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %, supérieure aux recommandations du code.

5.1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2015 ET 2016

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2015 et 2016 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France – Activités de production et commercialisation, France – Activités régulées, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Suite aux changements réglementaires intervenus en France fin 2015 (fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts et ouverture aux offres marchés), le Groupe a modifié son information sectorielle en introduisant un segment « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » en lieu et place du segment « France ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 6.1 « Informations par secteur opérationnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

(en millions d'euros)	2016	2015
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**
Achats de combustible et d'énergie	(36 050)	(38 775)
Autres consommations externes	(8 902)	(9 526)
Charges de personnel	(12 543)	(12 529)
Impôts et taxes	(3 656)	(3 641)
Autres produits et charges opérationnels	6 362	7 066
Excédent brut d'exploitation	**16 414**	**17 601**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	(262)	175
Dotations aux amortissements	(7 966)	(9 009)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(102)
(Pertes de valeur)/reprises	(639)	(3 500)
Autres produits et charges d'exploitation	8	(885)
Résultat d'exploitation	**7 514**	**4 280**
Coût de l'endettement financier brut	(1 827)	(1 994)
Effet de l'actualisation	(3 417)	(2 812)
Autres produits et charges financiers	1 911	2 218
Résultat financier	**(3 333)**	**(2 588)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 181**	**1 692**
Impôts sur les résultats	(1 388)	(483)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	218	192
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**3 011**	**1 401**
dont résultat net – part du Groupe	2 851	1 187
dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	160	214
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	1,15	0,32
Résultat dilué par action	1,15	0,32

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en décroissance de 5,1 % et en recul organique de 3,2 % par rapport à 2015.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**

Le chiffre d'affaires s'élève à 71 203 millions d'euros en 2016, en baisse de 3 803 millions d'euros (- 5,1 %).

Hors effets de change (- 1 394 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+ 19 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 3,2 %.

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation (1)	35 191	37 327	(2 136)	- 5,7	- 5,7
France – Activités régulées (2)	15 728	15 418	310	+ 2,0	+ 2,0
Royaume-Uni	9 267	11 622	(2 355)	- 20,3	- 9,0
Italie	11 125	11 694	(569)	- 4,9	- 4,5
Autre international	5 286	5 827	(541)	- 9,3	- 6,8
Autres métiers	7 734	7 288	446	+ 6,1	+ 4,5
Éliminations inter-segments	(13 128)	(14 170)	1 042	- 7,4	- 7,4
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, l'activité transport, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg (auparavant rattachée au segment « Autres métiers »). Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires d'Enedis comprend la part acheminement des clients des fournisseurs alternatifs en métropole.

5.1.4.1.2.1 France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 35 191 millions d'euros, en baisse organique de 2 136 millions d'euros (- 5,7 %) par rapport à 2015.

Le chiffre d'affaires a été pénalisé principalement par des conditions de marché défavorables liées à la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts au 1er janvier 2016, l'accentuation de l'intensité concurrentielle et la baisse des prix de marché.

Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire, liée principalement à des contrôles supplémentaires demandés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), a entraîné une forte diminution des ventes nettes sur les marchés.

Le chiffre d'affaires intègre la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015, suite à la décision du Conseil d'État du 15 juin 2016, pour un montant de 988 millions d'euros. Il a également bénéficié d'un climat favorable pour 478 millions d'euros, d'une hausse des tarifs pour 172 millions d'euros et d'un effet favorable lié à l'année bissextile pour 84 millions d'euros.

Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 89 millions d'euros principalement du fait de l'accroissement du portefeuille ainsi que du climat favorable.

Au 31 décembre 2016, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 70 %, en retrait de - 7 points par rapport à fin 2015. La part de marché gaz naturel s'élève à 5,7 %, en augmentation de 0,7 point par rapport à fin 2015.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2016 à 384 TWh contre 416,8 TWh en 2015, soit - 32,8 TWh. Cette baisse s'explique principalement par l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires pour réaliser les contrôles supplémentaires demandés par l'ASN.

La production hydraulique s'élève à 42,4 TWh[1], en augmentation de 3,5 TWh par rapport à 2015 du fait de conditions hydrologiques plus favorables qu'en 2015 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

La production thermique s'élève à 11,9 TWh, soit + 5,1 TWh par rapport à 2015 en raison d'une plus forte sollicitation, notamment des centrales au gaz.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 35,1 TWh, dont - 39,9 TWh liés à l'impact des pertes de clients (dont - 30,3 TWh sur les clients professionnels). Du fait de l'impact du différentiel de températures, la consommation électrique est en hausse de 5,5 TWh par rapport à 2015.

Dans un contexte de baisse des prix de marché, aucun volume au titre de l'ARENH n'a été livré en 2016, en comparaison d'une livraison de 16,2 TWh en 2015.

Par ailleurs, les effets de l'extinction du mécanisme des VPP[2], déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 0,3 TWh par rapport à 2015.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 122,5 TWh. L'augmentation des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2015 de 36,5 TWh s'explique par la baisse de la demande structurée de - 63,2 TWh (essentiellement pertes de clients et absence de souscriptions à l'ARENH) partiellement compensée par la baisse de l'offre structurée de - 26,8 TWh avec notamment la baisse de la production nucléaire de - 32,8 TWh.

5.1.4.1.2.2 France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 15 728 millions d'euros, en hausse organique de 310 millions d'euros (+ 2,0 %) par rapport à 2015. Le chiffre d'affaires d'Enedis, qui représente 88 % du chiffre d'affaires des activités régulées France, est en augmentation organique de 2,1 % par rapport à 2015. Sur l'ensemble du portefeuille géré par Enedis, le chiffre d'affaires est en croissance de 288 millions d'euros du fait, notamment, d'un climat favorable et d'un effet année bissextile pour 207 millions d'euros, et de la hausse des tarifs de distribution pour 87 millions d'euros.

1. *La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 35,8 TWh en 2016 (32,1 TWh en 2015).*
2. Virtual Power Plant – *mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à trois ans.*

5.1.4.1.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 267 millions d'euros en 2016, en baisse de 2 355 millions d'euros par rapport à 2015. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, dans le contexte de référendum sur le Brexit, a eu un impact défavorable de 1 313 millions d'euros par rapport à 2015. Hors effets de change, le chiffre d'affaires est en recul organique de 9,0 % par rapport à 2015.

Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros et par la baisse des volumes d'électricité vendus aux clients finals. Cette baisse est liée à une perte de comptes clients en raison d'une forte concurrence.

5.1.4.1.2.4 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 125 millions d'euros, en baisse de 569 millions d'euros par rapport à 2015 soit - 4,9 % (- 4,5 % en organique).

Cette diminution résulte essentiellement du contexte de marché marqué par la baisse des prix moyens de vente sur les marchés électriques et gaziers, et par la chute du cours du brent.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires est en baisse de 9,1 % principalement du fait de la baisse des prix de vente, mais également d'une réduction des volumes liée à un fort recul de la demande.

A contrario, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires progresse de 4,7 % grâce à l'augmentation de la production des centrales à Cycle Combiné Gaz pour pallier une moindre hydraulicité. Cette tendance a été accompagnée par une forte augmentation des volumes commercialisés sur les marchés de gros qui a plus que compensé la baisse des prix du gaz et du brent.

5.1.4.1.2.5 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités au Brésil, aux États-Unis et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 286 millions d'euros en 2016, en baisse de 541 millions d'euros par rapport à 2015 soit - 9,3 %. Hors effets de change (- 63 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 79 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 6,8 % par rapport à 2015.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 309 millions d'euros en organique), du fait, notamment, d'une baisse du prix du gaz et de l'électricité. Cette baisse a été partiellement compensée par une augmentation des volumes d'électricité vendus notamment aux clients professionnels ;
- de l'**Asie** (- 196 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la fin de la concession de Figlec en septembre 2015.

En revanche, le chiffre d'affaires augmente :

- au **Brésil** (+ 95 millions d'euros en organique), essentiellement du fait de la performance opérationnelle permettant de profiter pleinement de l'augmentation du tarif de vente du *Power Purchase Agreement* (PPA) ;
- en **Pologne** (+ 43 millions d'euros en organique), grâce à la progression des prix de vente de chaleur sous l'effet de la hausse des tarifs et de celle des volumes grâce à un climat favorable. L'amélioration de la disponibilité des unités de production, en particulier la centrale de Rybnik, affectée en 2015 par des travaux de maintenance accrus, a aussi contribué à la hausse du chiffre d'affaires.

5.1.4.1.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Dalkia et les activités gazières.

La contribution des **Autres métiers** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 734 millions d'euros en 2016, en hausse de 446 millions d'euros, dont un effet périmètre de 138 millions d'euros, soit une variation organique de + 4,5 % par rapport à 2015.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 1 169 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2016 (soit une hausse organique de 0,3 % par rapport à 2015).

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 3 600 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2016. La croissance organique de 68 millions d'euros (+ 2,1 %) s'explique notamment par un effet climat favorable et par l'impact positif du développement commercial, malgré un effet négatif lié à la baisse du prix du gaz.

Le chiffre d'affaires **d'EDF Trading** [1] s'élève à 1 008 millions d'euros, en hausse organique de 385 millions d'euros (+ 58,2 %) par rapport à 2015. Cette évolution s'explique par un retour de la volatilité sur l'ensemble des commodités à partir de juin 2016, accentué en fin d'année par l'indisponibilité de la production en France.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en baisse de 6,7 % et en baisse organique de 4,8 % par rapport à 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**
Achats de combustible et d'énergie	(36 050)	(38 775)	2 725	- 7,0	- 4,8
Autres consommations externes	(8 902)	(9 526)	624	- 6,6	- 6,0
Charges de personnel	(12 543)	(12 529)	(14)	+ 0,1	+ 1,0
Impôts et taxes	(3 656)	(3 641)	(15)	+ 0,4	+ 1,1
Autres produits et charges opérationnels	6 362	7 066	(704)	- 10,0	- 9,8
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**	**- 4,8**

1. *Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de* trading.

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 414 millions d'euros en 2016, en baisse de 6,7 % par rapport à 2015. Hors effets de change (- 296 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (- 51 millions d'euros), l'EBE est en recul organique de 4,8 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 36 050 millions d'euros en 2016, en baisse de 2 725 millions d'euros par rapport à 2015 (- 7,0 %) et en baisse organique de 1 870 millions d'euros (- 4,8 %).

- Sur les segments **France – Activités de production et commercialisation** et **France – Activités régulées,** les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 16 146 millions d'euros, en baisse de 487 millions d'euros (- 2,9 %) par rapport à 2015 principalement sur les achats consommés de combustibles du segment France – Activités de production et commercialisation.
- Les baisses organiques constatées au **Royaume-Uni** (- 633 millions d'euros, soit - 9,4 %), en **Belgique** (- 370 millions d'euros, soit - 13,5 %) et en **Italie** (- 411 millions d'euros, soit - 4,1 %) sont liées à la baisse des prix de marché.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 902 millions d'euros, en baisse de 624 millions d'euros par rapport à 2015 (- 6,6 %) et en baisse organique de 576 millions d'euros (- 6,0 %).

- Sur les segments **France – Activités de production et commercialisation** et **France – Activités régulées,** les autres consommations externes s'élèvent à 5 121 millions d'euros. La baisse organique de 376 millions d'euros (soit - 6,8 %) reflète notamment les efforts de réduction des coûts. Des plans de performance sont engagés sur l'ensemble des activités.
- Au **Royaume-Uni,** les autres consommations externes s'élèvent à 939 millions d'euros. La baisse organique de 114 millions d'euros (- 9,6 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts.
- En **Italie**, les autres consommations externes s'élèvent à 578 millions d'euros. La baisse organique de 26 millions d'euros (- 4,2 %) s'explique principalement par la baisse des coûts variables du *Marketing & Sales* (moins de clients acquis) et par la baisse des coûts fixes des activités exploration-production (baisse des coûts de maintenance en Italie et à l'international).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 543 millions d'euros, en augmentation de 14 millions d'euros par rapport à 2015. La hausse organique est de 126 millions d'euros (+ 1,0 %).

- Sur le segment **France – Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 315 millions d'euros, en hausse de 74 millions d'euros par rapport à 2015. Les effectifs sont en baisse de 4,4 % par rapport à fin 2015 dans l'ensemble des activités avec un effet favorable de 70 millions d'euros sur les charges de personnel. Les effets prix sont négatifs à hauteur de 144 millions d'euros avec notamment les impacts de la réforme des retraites complémentaires des régimes AGIRC et ARRCO à hauteur de 36 millions d'euros et la mise à jour de l'évaluation des avantages au personnel avec notamment une baisse du taux d'actualisation à hauteur de 38 millions d'euros.
- Sur le segment **France – Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 106 millions d'euros. La hausse de 57 millions d'euros s'explique notamment par l'évolution à la baisse du taux d'actualisation des avantages au personnel à hauteur de 20 millions d'euros et par les effets de la réforme des régimes AGIRC et ARRCO à hauteur de 16 millions d'euros. Les effectifs sont en baisse de 0,5 % par rapport à fin 2015.
- Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'élèvent à 1 085 millions d'euros. La baisse organique de 72 millions d'euros (- 5,5 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts, notamment par la mise en place d'une nouvelle organisation des équipes commerciales.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 656 millions d'euros en 2016, en augmentation de 15 millions d'euros par rapport à 2015 soit + 0,4 % (+ 1,1 % en croissance organique).

- La hausse provient essentiellement du segment **France – Activités régulées** en croissance de 55 millions d'euros du fait principalement de contributions complémentaires au fonds de péréquation de l'énergie sur les exercices 2012 à 2016.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 362 millions d'euros en 2016, en baisse de 704 millions d'euros par rapport à 2015 et en variation organique de 693 millions d'euros (- 9,8 %).

- La diminution sur le segment **France – Activités de production et commercialisation** est de 145 millions d'euros du fait, entre autres, de la hausse de l'obligation sur les certificats d'économies d'énergie, notamment sur les clients en précarité énergétique. Les subventions de CSPE sont en hausse du fait du développement des obligations d'achats des énergies renouvelables.
- L'**Italie** enregistre une baisse organique de 597 millions d'euros. Cette diminution, due principalement aux effets de l'arbitrage du contrat long terme gazier avec la Libye conclu en 2015, est partiellement compensée par une réduction des dépréciations clients, suite aux actions mises en œuvre sur le recouvrement.
- **EDF Énergies Nouvelles** enregistre une hausse organique de 82 millions d'euros (+ 20,0 %) provenant principalement d'une forte activité de développement-vente d'actifs structurés en 2016.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France – Activités de production et commercialisation	6 156	6 936	(780)	- 11,2	- 11,2
France – Activités régulées	5 102	4 719	383	+ 8,1	+ 8,1
Royaume-Uni	1 713	2 242	(529)	- 23,6	- 12,3
Italie	641	1 345	(704)	- 52,3	- 50,6
Autre international	711	609	102	+ 16,7	+ 21,2
Autres métiers	2 091	1 750	341	+ 19,5	+ 22,0
EBE GROUPE	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**	**- 4,8**

5.1.4.2.2.1 France – Activités de production et commercialisation

L'EBE du segment **France – Activités de production et commercialisation** est en recul organique de 11,2 % à 6 156 millions d'euros dans un contexte de marché défavorable.

Il est pénalisé par le recul de la production nucléaire de 32,8 TWh par rapport à 2015 du fait principalement des arrêts et des prolongations d'arrêts en lien avec les contrôles supplémentaires demandés par l'ASN pour un montant estimé de - 1 274 millions d'euros.

Parallèlement, la performance opérationnelle du parc nucléaire est restée solide, avec le plus faible volume d'arrêts fortuits jamais atteint, et un nombre historiquement bas d'arrêts automatiques réacteurs.

Les ventes nettes sur les marchés ont un impact négatif estimé à près de - 500 millions d'euros, notamment en raison des achats rendus nécessaires au second semestre par l'indisponibilité du parc nucléaire.

Les impacts du changement des conditions de marché avec la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts, de la baisse des prix de marché, et de l'intensité concurrentielle s'élèvent à environ - 1 203 millions d'euros.

L'EBE bénéficie de l'impact favorable du climat, d'une année bissextile et des hausses de tarifs pour un montant d'environ 320 millions d'euros. Cette évolution intègre aussi la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015, suite à la décision du Conseil d'État du 15 juin 2016 pour un montant de 859 millions d'euros.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles ont diminué de 1,0 % [1] grâce à des gains de performance opérationnelle dans toutes les entités, avec notamment une adaptation des coûts commerciaux au contexte concurrentiel et une optimisation des coûts du parc thermique.

5.1.4.2.2.2 France – Activités régulées

L'EBE du segment **France – Activités régulées** est en hausse organique de + 8,1 % avec notamment un climat favorable (+ 5,6 TWh), un effet année bissextile (+ 1,2 TWh) et un moindre coût des achats de pertes réseau en lien avec la baisse des prix de marché. Par ailleurs, des actions d'optimisation des coûts se poursuivent.

5.1.4.2.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 713 millions d'euros en 2016, en baisse de 23,6 % par rapport à 2015 et de 12,3 % en organique. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, en particulier à l'issue du Brexit, a eu un impact défavorable de 253 millions d'euros par rapport à 2015.

L'EBE est principalement impacté par la baisse des prix de marché de l'électricité, malgré l'effet positif de la hausse de la production nucléaire en 2016.

La production nucléaire s'élève à 65,1 TWh en 2016, en hausse de + 4,5 TWh par rapport à celle de 2015. C'est un niveau historiquement haut grâce à une excellente performance opérationnelle. La production nucléaire 2016 a bénéficié d'une très bonne disponibilité du parc et d'un taux d'arrêts non planifiés qui reste à un niveau très bas.

Par ailleurs, EDF Energy a engagé sur l'ensemble de ses activités un plan d'économie pour maîtriser ses coûts et réalise en 2016 une baisse des charges opérationnelles de 3,6 % [1] par rapport à 2015.

5.1.4.2.2.4 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 641 millions d'euros, en baisse de 52,3 % par rapport à 2015 et de 50,6 % en organique.

Cette baisse de l'EBE s'explique principalement par les effets positifs en 2015 de la décision rendue par la Cour internationale d'arbitrage dans le litige qui opposait Edison à ENI dans le cadre de la révision de prix du contrat long terme de gaz libyen.

L'EBE de l'activité électricité en baisse reflète une évolution défavorable des prix moyens de vente, une détérioration des marges de la production thermique et une hydraulicité moins favorable qu'en 2015.

L'EBE des activités du gaz ressort en baisse en raison de l'effet positif en 2015 de l'arbitrage rendu sur le contrat gaz libyen et de la poursuite de la chute du cours du brent, qui affectent négativement les activités exploration-production.

Cette baisse est partiellement compensée par un effet positif lié à des volumes de gaz vendus supérieurs ainsi qu'à une restauration des marges de commercialisation gaz en 2016. Celle-ci résulte des renégociations du contrat gaz libyen (fin 2015) et du contrat gaz qatari avec Rasgas (juin 2016), qui intègre une révision de la formule des prix.

Par ailleurs, la poursuite du plan de réduction des coûts a permis une baisse des charges opérationnelles de - 4,7 % [1] et d'absorber en partie la dégradation des conditions de marché.

5.1.4.2.2.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 711 millions d'euros en 2016, en hausse de 16,7 % par rapport à 2015 (+ 21,2 % en organique).

Cette augmentation provient pour l'essentiel :

- du **Brésil** (+ 87 millions d'euros en organique), grâce à l'effet positif de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) qui fait plus que couvrir l'augmentation des coûts, des conditions de marché favorables pendant les périodes de maintenance et des exportations vers l'Argentine ;
- de la **Belgique** (+ 63 millions d'euros en organique) du fait principalement du redémarrage des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 en décembre 2015, des nouvelles capacités éoliennes installées (301 MW en 2016 contre 254 MW en 2015) et d'une activité soutenue dans les services systèmes, et ce malgré des conditions climatiques peu favorables ;
- de la **Pologne** (+ 42 millions d'euros en organique), grâce à l'augmentation des tarifs de vente de chaleur et d'un effet favorable des prix des combustibles. Cette performance reflète la progression de la production d'électricité et de chaleur sous l'effet de l'amélioration de la disponibilité des actifs, dont les travaux de modernisation sont en phase d'achèvement, d'un effet climat favorable et des raccordements de nouveaux clients.

En revanche, en **Asie**, l'EBE est en recul organique de 68 millions d'euros essentiellement en lien avec la fin de la concession de Figlec début septembre 2015.

5.1.4.2.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2 091 millions d'euros, en hausse organique de 22,0 % par rapport à 2015.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 861 millions d'euros. La progression organique de 50 millions d'euros (+ 6,1 %) par rapport à 2015 est tirée principalement par l'activité « développement-vente d'actifs structurés » du fait, notamment, d'un volume d'opérations significatif en Europe et, dans une moindre mesure, en Amérique du Nord, et du nouveau partenariat dans les projets éoliens *offshore* en France.

1. *À périmètre et taux de change 2016. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.*

L'EBE de **Dalkia** s'élève à 252 millions d'euros en 2016, en croissance organique de 18 millions d'euros par rapport à 2015 du fait notamment d'un climat favorable et du développement commercial. Les plans d'efficacité opérationnels viennent par ailleurs compenser des effets prix négatifs, liés notamment à la baisse du prix du gaz.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 729 millions d'euros en 2016, en hausse organique de 281 millions d'euros (+ 56,8 %) par rapport à 2015. Cette évolution est consécutive à l'augmentation de la marge de *trading* réalisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.4.1.2.6).

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en hausse de 75,6 % par rapport à 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de *trading*	(262)	175	(437)	- 249,7
Dotations aux amortissements	(7 966)	(9 009)	1 043	- 11,6
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(102)	61	- 59,8
(Pertes de valeur)/reprises	(639)	(3 500)	2 861	- 81,7
Autres produits et charges d'exploitation	8	(885)	893	- 100,9
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**7 514**	**4 280**	**3 234**	**+ 75,6**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 7 514 millions d'euros en 2016, en hausse de 3 234 millions d'euros par rapport à 2015. Cette augmentation s'explique principalement par la diminution des dotations aux amortissements, la baisse des pertes de valeur et des autres produits et charges d'exploitation.

5.1.4.3.1 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* passent de + 175 millions d'euros en 2015 à - 262 millions d'euros en 2016. Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par le dénouement à l'échéance des instruments financiers, qui avaient généré des résultats positifs en 2015.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements baissent de 1 043 millions d'euros par rapport à 2015.

Le segment **France – Activités de production et commercialisation** a enregistré une baisse des dotations aux amortissements de 547 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016.

Le segment **France – Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 167 millions d'euros, essentiellement expliquée par les investissements sur les actifs de distribution, dont 149 millions pour Enedis avec notamment l'impact du déploiement des compteurs Linky [1].

Au **Royaume-Uni,** la diminution des dotations aux amortissements de 347 millions d'euros (187 millions d'euros en organique) est principalement liée aux pertes de valeur constatées sur les actifs charbon et gaz au 31 décembre 2015.

En **Italie,** la baisse des dotations aux amortissements de 298 millions d'euros (293 millions d'euros en organique) s'explique notamment par la baisse des dépenses d'exploration et la réduction des amortissements consécutive aux pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2015.

En **Belgique,** la baisse des dotations aux amortissements de 55 millions d'euros est essentiellement liée aux pertes de valeur constatées sur les actifs thermiques au 31 décembre 2015.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 61 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2016 par rapport à 2015 est attribuable au segment **France – Activités régulées**.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2016, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 639 millions d'euros. Elles concernent essentiellement des actifs opérationnels (voir note 13 « Pertes de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

En 2015, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 3 500 millions d'euros et concernaient principalement :

- les actifs thermiques du Groupe (charbon, gaz, stockage gaz) en Europe (principalement Royaume-Uni, Italie, Belgique, Pologne, Allemagne) à hauteur de 2 281 millions d'euros ;
- les actifs d'exploration-production d'Edison pour 551 millions d'euros.

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation se trouvent détaillés dans la note 14 « Autres produits et charges d'exploitation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

1. *Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.*

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 827)	(1 994)	167	- 8,4
Effet de l'actualisation	(3 417)	(2 812)	(605)	+ 21,5
Autres produits et charges financiers	1 911	2 218	(307)	- 13,8
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 333)**	**(2 588)**	**(745)**	**+ 28,8**

Le résultat financier représente une charge de 3 333 millions d'euros en 2016, en hausse de 745 millions d'euros par rapport à 2015. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en diminution, les charges relatives aux nouvelles émissions d'octobre 2016 étant compensées par la baisse du coupon moyen, du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette, ainsi que par un effet change favorable principalement sur le GBP ;
- une augmentation de l'effet de l'actualisation de 605 millions d'euros, en raison principalement de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France. Au 31 décembre 2016, le taux d'actualisation s'établit à 4,2 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015) ;
- une dégradation de 307 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison notamment de la diminution des plus-values de cession d'actifs dédiés, partiellement compensée par l'absence en 2016 des intérêts financiers liés à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 relative au Réseau d'Alimentation Général (RAG).

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 388 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,2 % en 2016. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 28,5 % en 2015.

L'augmentation de ce taux effectif d'impôt en 2016 s'explique principalement par un impact des diminutions des taux d'impôt en France et au Royaume-Uni plus faible que celles de 2015.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 218 millions d'euros en 2016, contre un produit de 192 millions d'euros en 2015.

La variation s'explique principalement par l'augmentation des parcs détenus minoritairement en Europe et en Amérique du Nord par **EDF Énergies Nouvelles,** et par la baisse du résultat de **RTE**.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2016 des pertes de valeur pour un montant total de 481 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.1.4.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 160 millions d'euros en 2016, en baisse de 54 millions d'euros par rapport à 2015. Cette variation correspond essentiellement à la diminution, au **Royaume-Uni,** des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire en raison de la baisse des prix de marché de l'électricité.

5.1.4.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 851 millions d'euros en 2016, en hausse de 1 664 millions d'euros par rapport à 2015, soit + 140,2 %.

5.1.4.9 Résultat net courant

Le résultat net courant[1] s'établit à 4 085 millions d'euros en 2016, en baisse de 15,3 % par rapport à 2015.

1. *Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de* trading *nets d'impôts.*
   Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading *nets d'impôts :*
   - *- 1 039 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2016, contre - 3 759 millions d'euros en 2015 ;*
   - *- 195 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de* trading *nets d'impôt en 2016, contre + 124 millions d'euros en 2015.*

5.1.5 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**11 125**	**12 730**	**(1 605)**	**- 12,6**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(16 557)**	**(18 839)**	**2 282**	**- 12,1**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**4 138**	**5 574**	**(1 436)**	**- 25,8**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(1 294)**	**(535)**	**(759)**	**+ 141,9**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**4 182**	**4 701**	**(519)**	**- 11,0**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 294)	(535)	(759)	+ 141,9
Incidence des variations de change	102	(36)	138	n. a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	20	13	7	+ 53,8
Incidence des reclassements	(117)	39	(156)	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**2 893**	**4 182**	**(1 289)**	**- 30,8**

n. a. = non applicable.

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 181**	**1 692**	**2 489**	**+ 147,1**
Pertes de valeur/(reprises)	639	3 500	(2 861)	- 81,7
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 814	11 392	(1 578)	- 13,9
Produits et charges financiers	948	951	(3)	- 0,3
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	330	322	8	+ 2,5
Plus ou moins-values de cessions	(877)	(1 593)	716	- 44,9
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 935)	132	(2 067)	n. a.
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**13 100**	**16 396**	**(3 296)**	**- 20,1**
Frais financiers nets décaissés	(1 137)	(1 252)	115	- 9,2
Impôts sur le résultat payés	(838)	(1 508)	670	- 44,4
Décision de la Commission européenne (RAG) [1]	–	(906)	906	- 100,0
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**11 125**	**12 730**	**(1 605)**	**- 12,6**

n. a. = non applicable.

(1) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir section 5.1.3.1 du document de référence 2015).

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2016 s'élèvent à 11 125 millions d'euros, en baisse de 1 605 millions d'euros par rapport à 2015.

Cette variation traduit d'abord une baisse de 3 296 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient :

- du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 14 634 millions d'euros en 2016 contre 16 584 millions d'euros en 2015, soit une diminution de 1 950 millions d'euros par rapport à 2015 ; partiellement compensée par la diminution des plus-values de cession (+ 716 millions d'euros) ;
- de la dégradation de la variation du besoin en fonds de roulement (- 2 067 millions d'euros par rapport à 2015).

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également la baisse de l'impôt payé sur le résultat (+ 670 millions d'euros) et l'impact défavorable de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (+ 906 millions d'euros), sans équivalent en 2016.

5.1.5.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 16 557 millions d'euros en 2016, à comparer à 18 839 millions d'euros en 2015. Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(14 397)	(14 789)	+ 392	- 2,7
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	508	964	(456)	- 47,3
Investissements incorporels et corporels nets	**(13 889)**	**(13 825)**	**(64)**	**+ 0,5**
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(127)	(162)	+ 35	- 21,6
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	372	748	(376)	- 50,3
Variations d'actifs financiers	(2 913)	(5 600)	+ 2 687	- 48,0
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(16 557)**	**(18 839)**	**+ 2 282**	**- 12,1**

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 13 889 millions d'euros en 2016, en augmentation de 64 millions d'euros (+ 0,5 %) par rapport à 2015.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	5 745	5 688	+ 57	+ 1,0
France – Activités régulées	3 770	3 645	+ 125	+ 3,4
Royaume-Uni	1 911	1 821	+ 90	+ 4,9
Italie	406	586	(180)	- 30,7
Autre international	493	693	(200)	- 28,9
Autres métiers	1 564	1 392	+ 172	+ 12,4
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	**13 889**	**13 825**	**+ 64**	**+ 0,5**

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets, dont la variation est détaillée dans la section 5.1.5.2 « Endettement financier net ».

Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2016, les cessions nettes de titres de participation ont baissé de 341 millions d'euros par rapport à 2015 pour atteindre 245 millions d'euros. Elles comprennent principalement la cession des participations d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis et au Portugal.

Variation d'actifs financiers

En 2016, la variation des actifs financiers est de - 2 913 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides et à la cession de la composante, hors actifs dédiés, de la créance CSPE (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

En 2015, la variation des actifs financiers était de - 5 600 millions d'euros et correspondait principalement à des acquisitions d'actifs liquides.

5.1.5.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [1]	1 368	64	+ 1 304	n. a.
Dividendes versés par EDF	(165)	(1 420)	+ 1 255	- 88,4
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(289)	(326)	+ 37	- 11,3
Achats/ventes d'actions propres	(2)	(14)	+ 12	- 85,7
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**912**	**(1 696)**	**+ 2 608**	**- 153,8**
Émissions d'emprunts	9 424	9 422	+ 2	–
Remboursements d'emprunts	(6 176)	(2 336)	(3 840)	+ 164,4
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(582)	(591)	+ 9	- 1,5
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	143	152	(9)	- 5,9
Subventions d'investissement reçues	417	623	(206)	- 33,1
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	**3 226**	**7 270**	**(4 044)**	**- 55,6**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**4 138**	**5 574**	**(1 436)**	**- 25,8**

n. a. = non applicable.
(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2016, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 4 138 millions d'euros, en baisse de 1 436 millions d'euros par rapport à 2015. Cette variation traduit principalement :

- des remboursements nets d'emprunts en diminution de 3 838 millions d'euros ;
- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en augmentation de + 1 304 millions d'euros. En 2016, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprennent un montant de 830 millions d'euros encaissé au titre de la cession à CGN de 33,5 % de Hinkley Point C (HPC) Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co et un montant de 469 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C et de Sizewell C ;
- une baisse de la part des dividendes versés en numéraire par EDF en 2016 par rapport à 2015.

5.1.5.2 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 maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 37 425 millions d'euros au 31 décembre 2016 à comparer à 37 395 millions d'euros au 31 décembre 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 703)	(1 610)	(93)	
Frais financiers nets décaissés	(1 137)	(1 252)	115	
Impôt sur le résultat payé	(838)	(1 508)	670	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	323	271	52	
Cash flow opérationnel (1)	**13 059**	**13 502**	**(443)**	**- 3,3**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 935)	132	(2 067)	
Investissements nets (2)	(11 663)	(12 672)	1 009	
Cash flow après investissements nets	**(539)**	**962**	**(1 501)**	
Décision de la Commission européenne (RAG) (3)	–	(906)	906	
Actifs dédiés	10	217	(207)	
Cash flow avant dividendes (4)	**(529)**	**273**	**(802)**	
Dividendes versés en numéraire	(1 036)	(2 337)	1 301	
Cash flow Groupe	**(1 565)**	**(2 064)**	**499**	
Autres variations monétaires	549	(278)	827	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(1 016)**	**(2 342)**	**1 326**	
Effet de la variation de change	1 107	(951)	2 058	
Autres variations non monétaires	(121)	106	(227)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	**(30)**	**(3 187)**	**3 157**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**37 395**	**34 208**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**37 425**	**37 395**		

(1) Le cash flow opérationnel 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 Operations *(FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.*

(2) 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. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et les cessions d'actifs.

(3) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

(4) Le cash flow avant dividendes 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. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (2), décision de la Commission européenne (RAG) et dotations nettes sur actifs dédiés.

5.1.5.2.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 13 059 millions d'euros en 2016 contre 13 502 millions d'euros en 2015, soit une diminution de 443 millions d'euros (ou - 3,3 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la baisse de l'EBE (-1 187 millions d'euros) ;
- une diminution des frais financiers nets décaissés (-1 137 millions d'euros en 2016 contre -1 252 millions d'euros en 2015) qui s'explique essentiellement par la baisse du coupon moyen du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette, par un effet change favorable principalement sur le GBP et ce, malgré l'effet année pleine en 2016 des émissions d'emprunts qui ont eu lieu en octobre 2015 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 838 millions d'euros en 2016 contre - 1 508 millions d'euros en 2015), notamment en raison des écarts en France sur les soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents.

5.1.5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 935 millions d'euros sur l'année 2016.

Cette variation s'explique principalement par :

- les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 en France pour - 939 millions d'euros ;
- un effet climat froid fin 2016 pour - 735 millions d'euros ;
- des effets défavorables liés à la réforme de la collecte ainsi qu'à la hausse de l'assiette et du taux de la CSPE en France pour environ - 829 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ 716 millions d'euros.

Par rapport à 2015, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 2 067 millions d'euros) s'explique essentiellement en France pour - 2 079 millions d'euros par l'effet de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 (- 939 millions d'euros) et un effet climat plus rigoureux en 2016 défavorable de - 893 millions d'euros.

5.1.5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 11 663 millions d'euros en 2016 contre 12 672 millions d'euros en 2015, soit une diminution de 1 009 millions d'euros (- 8,0 %), et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2016	2015 (1)	Variation en valeur	Variation en %
France – Activités de production et commercialisation	5 692	5 660	32	+ 0,6
France – Activités régulées	3 301	3 367	(66)	- 2,0
Royaume-Uni	806	1 111	(305)	- 27,5
Italie	458	585	(127)	- 21,7
Autre international	607	922	(315)	- 34,2
Autres métiers	952	773	179	+ 23,2
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS CESSIONS D'ACTIFS	**11 816**	**12 418**	**(602)**	**- 4,8**
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET CESSIONS D'ACTIFS	**(153)**	**254**	**(407)**	**N. A.**
INVESTISSEMENTS NETS	**11 663**	**12 672**	**(1 009)**	**- 8,0**

n. a. = non applicable.

(1) Les investissements des EPR nouveaux modèles sont désormais pris en compte en nouveaux développements.

5.1.5.2.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors cessions d'actifs

Les investissements nets du segment **France – Activités de production et commercialisation** augmentent de 32 millions d'euros, soit + 0,6 %. La hausse provient principalement des activités de maintenance nucléaire, compensée notamment par la baisse des investissements sur le parc thermique.

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** diminuent de 66 millions d'euros. Cela s'explique principalement par les mises en service des centrales thermiques insulaires entre 2013 et 2015, notamment Pointe-Jarry en 2015.

Les investissements nets à l'international diminuent de 747 millions d'euros, soit - 28,5 %.

- Au **Royaume-Uni,** la diminution de 305 millions d'euros, soit - 27,5 %, s'explique notamment par une diminution des investissements dans les domaines charbon et nucléaire, associée à un effet de change favorable.
- En **Italie,** la baisse de 127 millions d'euros s'explique principalement par de moindres investissements dans l'exploration-production afin de s'adapter à l'environnement des marchés pétroliers et gaziers. En 2016, Edison a renforcé sa présence dans les énergies renouvelables ainsi que dans l'hydraulique par une opération de *swaps* d'actifs et l'acquisition d'un parc mini-hydraulique.
- La diminution du segment **Autre international** (- 315 millions d'euros) s'explique notamment par la fin du programme de modernisation et de mise aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne ainsi que par de moindres investissements en Chine.

Les investissements nets des **Autres métiers** sont en hausse de 179 millions d'euros, soit + 23,2 %. Cette variation résulte principalement d'EDF Énergies Nouvelles qui a connu un niveau plus bas de subventions compte tenu du profil des mises en service en 2016.

5.1.5.2.3.2 Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

Le Groupe poursuit également ses investissements au titre du programme Linky pour lequel 2016 correspond à la première année de généralisation du déploiement.

Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe et sont financés pour partie par des cessions d'actifs. En 2016, comme en 2015, ces nouveaux développements correspondent principalement aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore* et aux EPR nouveaux modèles. Ils incluent les investissements relatifs aux EPR nouveaux modèles en plus des investissements identifiés lors de la publication 2015.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à des cessions immobilières et à l'entrée de CGN dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni.

5.1.5.2.4 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 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, qui s'élève à 23 471 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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.

En 2016, les flux nets de 10 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.2.5 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à - 529 millions d'euros en 2016 (contre 273 millions d'euros en 2015) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 13 059 millions d'euros ;
- une variation de BFR défavorable de - 1 935 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 11 663 millions d'euros.

La variation de - 802 millions d'euros par rapport à 2015 provient essentiellement d'une évolution défavorable de la variation de BFR pour - 2 067 millions d'euros, toutefois diminuée par de moindres investissements nets (+ 1 009 millions d'euros).

5.1.5.2.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 1 036 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2015 pour - 82 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2016 pour - 83 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 30 septembre 2016 et payé le 31 octobre 2016 à hauteur de 0,50 euro par action pour les actionnaires n'ayant pas opté pour un versement de dividendes en titres ;
- les rémunérations versées en 2015 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 582 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 289 millions d'euros).

La variation favorable par rapport à 2015 de 1 301 millions d'euros est principalement liée au paiement en actions, pour 92,2 % des porteurs de titres, du solde du dividende au titre de 2015 et pour 91,8 % de l'acompte sur dividende au titre de 2016.

5.1.5.2.7 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élève à - 1 565 millions d'euros contre - 2 064 millions d'euros en 2015. L'amélioration de 499 millions d'euros par rapport à 2015 est principalement liée à la diminution des dividendes versés en numéraire pour + 1 301 millions d'euros et à la variation du cash flow avant dividendes pour - 802 millions d'euros.

5.1.5.2.8 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation importante de la livre sterling et appréciation du dollar américain par rapport à l'euro [1]) a un impact favorable de 1 107 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2016.

5.1.6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

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 le groupe 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 telles 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).

Depuis 2002, une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge 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). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante 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 SA. 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 SA.

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

Au 31 décembre 2016, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 25 159 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 709 millions d'euros.

Sur l'année 2017, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2016 s'élèveront à 13 506 millions d'euros, dont 5 253 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2016, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

1. *Dépréciation de - 14,2 % de la livre sterling face à l'euro : 1,168 €/£ au 31 décembre 2016 ; 1,362 €/£ au 31 décembre 2015 ; appréciation de + 3,3 % du dollar américain face à l'euro : 0,949 €/$ au 31 décembre 2016 ; 0,919 €/$ au 31 décembre 2015.*

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

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 jusqu'en mai 2009, date à laquelle un programme EMTN de droit français a été établi pour les émissions réalisées par EDF sous programme EMTN à compter de cette date. Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date, et le montant actuel du plafond de ce programme est de 45 milliards d'euros.

EDF a lancé le 6 octobre 2016 sur le marché taïwanais une émission obligataire « senior » (dite « Formosa ») pour un montant de 2 655 millions de dollars sur deux tranches en dollars américains :

- obligation de 491 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,65 % ;
- obligation de 2 164 millions de dollars d'une maturité de 40 ans avec un coupon de 4,99 %.

EDF a également lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » multidevises d'environ 3 milliards d'euros sur quatre tranches :

- obligation verte *(green bond)* de 1 750 millions 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 %.

La tranche d'obligation verte *(green bond),* d'un montant total de 1 750 millions d'euros avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 1 %, permet à EDF de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. Cette transaction s'appuie sur la structure de l'émission obligataire d'EDF datant de novembre 2013, une référence pour le marché, et démontre l'engagement continu d'EDF dans le développement du marché des *green bonds* et son soutien aux meilleures pratiques, en ligne avec les *Green Bond Principles* [1] :

- les fonds levés dans le cadre de cette émission sont exclusivement dédiés au financement de nouveaux projets d'énergies renouvelables développés par EDF Énergies Nouvelles et de projets éligibles de la division hydraulique d'EDF ;
- les projets financés sont sélectionnés dans le cadre d'un processus minutieux et documenté basé sur des critères ESG validés par l'agence de notation extrafinancière Vigeo [2] ;
- les fonds levés sont gérés et suivis selon un strict principe de ségrégation, depuis leur réception au niveau de la trésorerie EDF jusqu'à leur allocation à des projets verts éligibles.

EDF publiera régulièrement des informations relatives aux montants alloués au titre du *green bond* ainsi qu'au portefeuille de projets financés et aux bénéfices environnementaux associés. Deloitte & Associés publiera une attestation sur le respect des engagements pris par EDF, qui sera incluse dans le document de référence 2016.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2016 s'établit à 13,4 ans contre 13 ans au 31 décembre 2015, celle d'EDF SA à 14,4 ans contre 13,9 ans au 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2016, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2016) :

31 décembre 2016 *(en millions d'euros)*	**Dettes**	**Instruments de couverture (1)**		**Garanties données sur emprunts**
		***Swaps* de taux**	***Swaps* de change**	
2017	13 506	(609)	(41)	259
Entre 2018 et 2021	21 773	(2 226)	(117)	250
2022 et au-delà	66 970	(3 774)	(1 005)	135
TOTAL	**102 249**	**(6 609)**	**(1 163)**	**644**
Dont remboursement de dette principale	63 844			
Dont charges d'intérêt	38 405			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

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 :

- 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 et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- 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 SA 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 termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA 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 ;

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, 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 : http ://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles*
2. *Les critères « ESG » couvrent cinq domaines : respect des droits de l'homme et gouvernance dans le pays hôte du projet ; gestion des impacts environnementaux ; protection de la santé et de la sécurité des employés ; promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales.*

- 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, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2016, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 674 millions d'euros et de 2 421 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP en 2016. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone,* pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samouraï) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure lors de leur émission à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2016 :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
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	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
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 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

L'emprunt de la société C25 émis pour un montant de 2 820 millions d'euros est à échéance décembre 2017. Cet emprunt est comptabilisé en « Passifs financiers » à hauteur de 50,1 % de son montant et en « Passifs détenus en vue de la vente » à hauteur de 49,9 % de son montant (voir note 3.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Au 31 décembre 2016, EDF dispose d'un montant global de 10 215 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en novembre 2020. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2016 ;
- les lignes de crédit représentent 6 085 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- plusieurs lignes de crédits existent entre EDF et la Banque européenne d'investissement. Trois lignes de crédits sont tirées intégralement au 31 décembre 2016, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros. Une quatrième ligne de crédit de 200 millions d'euros fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2016.

EDF Investissements Groupe bénéficie depuis le mois de septembre 2015 d'un nouveau crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2016, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

5.1.6.1.2 Notation financière

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 les suivantes au 31 décembre 2016 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective stable (1)	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable (2)	P-2
EDF	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable (3)	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable (4)	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable (5)	A-3
	Standard & Poor's	BB + assortie d'une perspective stable (6)	B
Edison	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable (7)	n. a.

n. a. = non applicable.
(1) Le 21 septembre 2016, S&P a dégradé la note d'EDF de A à A- assortie d'une perspective stable.
(2) Le 28 septembre 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF de A2 à A3 assortie d'une perspective stable. La notation des titres subordonnés a également été abaissée à Baa3.
(3) Le 7 juin 2016, Fitch a dégradé la note d'EDF de A à A-.
(4) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF Trading de Baa1 à Baa2. Le 11 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.
(5) Le 13 mai 2016, S&P a dégradé la note d'EDF Energy de A- à BBB-. Le 21 septembre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.
(6) Le 4 octobre 2016, S&P a dégradé la note d'Edison de BBB- à BB + assortie d'une perspective stable.
(7) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'Edison de Baa2 à Baa3. Le 19 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

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 et les résultats.

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 soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec 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 la devise, entre 39 % et 100 % (hors BRL et CNY). 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 Énergies Nouvelles) 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 2016 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2016, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2016 *(en millions d'euros)*	**Structure initiale de la dette**	**Incidence des instruments de couverture (1)**	**Structure de la dette après couverture**	**% de la dette**
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 204	20 220	51 424	79 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 239	(19 314)	2 925	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 824	(827)	8 997	14 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 928	(79)	1 849	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**–**	**65 195**	**100 %**

(1) 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 2016.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2016 *(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)	51 424	–	51 424
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 925	(293)	2 632
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 997	(900)	8 097
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 849	(185)	1 664
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**(1 378)**	**63 817**

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein 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 2016 (1) *(en millions de devises)*	**Actifs nets**	**Emprunts obligataires**	**Dérivés**	**Actifs nets après gestion**
USD	4 745	3 200	(1 312)	2 857
CHF (Suisse)	659	600	(110)	169
HUF (Hongrie)	121 000	–	121 000	–
PLN (Pologne)	2 357	–	2 193	164
GBP (Royaume-Uni)	14 642	5 435	1 149	8 058
BRL (Brésil)	1 377	–	–	1 377
CLP (Chili)	2 607	–	–	2 607
CNY (Chine)	10 141	–	–	10 141

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2016 excepté pour la situation nette en HUF, pour laquelle la situation correspond au prix de cession d'EDF Démász Zrt ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2016. 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 actifs financiers disponibles à la vente 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 2016. 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 2016			Au 31 décembre 2015		
(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	2 857	2 710	271	2 916	2 678	268
CHF (Suisse)	169	157	16	181	167	17
HUF (Hongrie)	–	–	–	62 289	197	20
PLN (Pologne)	164	37	4	807	189	19
GBP (Royaume-Uni)	8 058	9 412	941	7 401	10 084	1 008
BRL (Brésil)	1 377	401	40	1 065	247	25
CLP (Chili)	2 607	4	–	–	–	–
CNY (Chine)	10 141	1 385	139	9 770	1 384	138

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

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 2016.

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 variables, 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, et la répartition de l'exposition entre taux fixes et taux variables fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2016, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 53,6 % à taux fixe et 46,4 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 303 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2016 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,73 % fin 2016.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2016. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en augmentation de 7 millions d'euros par rapport à 2015.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2016 *(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	58 650	(23 710)	34 940	–
À taux variable	6 545	23 710	30 255	303
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**–**	**65 195**	**303**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable 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 2016 *(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	**1 497**	**(15)**	**1 482**

Par ailleurs, 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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016) et de ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016), 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 section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British 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 30,9 % en actions fin 2016, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2016, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 37,7 % et 38,7 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 588 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2016, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 24,8 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 582 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allégement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2016 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

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 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 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

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 choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

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. 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. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés (21,9 % effectivement atteints au 31 décembre 2016). Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte deux sous-portefeuilles, « actions » et « obligations », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier : *MSCI World AC DN* couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions ; composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013.

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM, qui intègre le souci de diversification :
  - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
  - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
  - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
  - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
  - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds,* obligations d'entreprises),
  - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier 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 CRFI.

Évolution réglementaire

Le décret du 19 décembre 2016 autorise l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société C25, société détenant les titres de RTE.

Évolution du portefeuille sur l'année 2016

En 2016, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, en octobre 2016, EDF Invest et le fonds infrastructure hollandais DIF, associés dans un consortium à parité 50/50, ont acquis 100 % de Thyssengas, le troisième transporteur de gaz en Allemagne. Thyssengas détient et exploite 4 200 kilomètres de réseau de transport de gaz naturel desservant des clients industriels et résidentiels en Rhénanie du Nord-Westphalie.

Par ailleurs, en novembre 2016, le groupe italien Atlantia et EDF Invest ont acquis une participation majoritaire dans la société Aéroports de la Côte d'Azur, qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet (voir section 5.1.3.9.1.2).

Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans C25, TIGF, Porterbrook, MRG et Géosel.

En décembre 2016, EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, d'autre part, ont conclu un accord engageant fixant les termes et conditions de l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances d'une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE, et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE (voir section 5.1.3.8.1).

Dans un premier temps, suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, EDF a transféré le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à la société C25, celle-ci finançant en partie l'opération par endettement externe. EDF cèdera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société. La réalisation de cette seconde étape est prévue pour le premier semestre de l'année 2017 après approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Le solde de la participation d'EDF dans C25 (50,1 %) restera affecté à EDF Invest, au sein du portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval de son cycle nucléaire.

L'évolution du portefeuille financier est décrite dans la section suivante, au paragraphe « Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF ».

Concernant la créance CSPE, cette créance financière (qui porte intérêt à 1,72 %) doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a fait l'objet d'un arrêté le 2 décembre 2016, conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée alors à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés. En décembre 2016, l'intégralité de ce supplément ainsi qu'une part de la créance affectée aux actifs dédiés ont été cédés pour un montant total de 1 538 millions d'euros (voir la note 3.6 « Cession partielle de la créance CSPE » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016) ; les montants issus de la cession de la part affectée aux actifs dédiés (894 millions d'euros) ont été réinvestis dans les actifs dédiés.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et atteindrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait, notamment, de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (voir note 3.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procédera dans le mois suivant l'arrêté des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

1. *Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.*

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2016	31/12/2015
Sous-portefeuille actions	31,1 %	31,1 %
Sous-portefeuille obligataire	26,8 %	28,5 %
Sous-portefeuille trésorerie	3,5 %	1,2 %
CSPE après couverture	16,7 %	22,3 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	21,9 %	16,9 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2016, la valeur globale du portefeuille s'élève à 25 677 millions d'euros, contre 23 480 millions d'euros à fin décembre 2015.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2016.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET Nº 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2016		31 décembre 2015	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable** (1)	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Obligations États OCDE et assimilées	3 167	3 335	3 486	3 784
Obligations personnes morales OCDE hors États	542	593	595	630
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	3 910	4 058	2 701	2 840
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	6 059	7 790	5 643	7 019
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	(18)	(18)	7	7
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	**13 660**	**15 758**	**12 432**	**14 280**
C25 (société détenant les titres de RTE) (2)	3 905	3 905	2 015	2 580
Autres titres non cotés et immobilier	1 530	1 728	1 249	1 395
TOTAL EDF INVEST	**5 435**	**5 633**	**3 264**	**3 975**
CSPE après couverture	4 182	4 286	5 225	5 225
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**23 277**	**25 677**	**20 921**	**23 480**

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) La quote-part affectée au portefeuille d'actifs dédiés correspondait en 2015 à 50 % de la participation détenue par le Groupe dans RTE. En 2016, celle-ci correspond à 75,9 % de C25, société qui détient directement 100 % des titres de RTE.

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015 :

(en millions d'euros)	31/12/2016 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2016		31/12/2015 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2015	
		Portefeuille	Indice de référence (1)		Portefeuille	Indice de référence (1)
Sous-portefeuille actions	7 992	7,8 %	9,8 %	7 304	6,1 %	4,9 %
Sous-portefeuille taux	6 866	4,3 %	3,8 %	6 694	1,3 %	0,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	**14 858**	**6,2 %**	**6,8 %**	**13 998**	**3,5 %**	**3,0 %**
Sous-portefeuille trésorerie	900	0,2 %	- 0,3 %	282	0,4 %	- 0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	**15 758**	**5,9 %**	**–**	**14 280**	**3,5 %**	**–**
CSPE après couverture	4 286 (3)	4,2 % (3)	–	5 225	1,7 %	–
EDF INVEST (2)	**5 633**	**40,1 % (5)**	**–**	**3 975**	**5,3 %**	**–**
dont titres C25 affectés (4)	*3 905*	*55,4 % (5)*	–	*2 580*	*4,6 %*	–
dont autres actifs non côtés (4)	*1 728*	*7,9 % (6)*	–	*1 395*	*8,3 %*	–
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**25 677**	**11,1 % (5) (7))**	**–**	**23 480**	**3,5 %**	**–**

(1) Indice de référence : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Performance sur les actifs détenus en début d'année. En limitant la valeur de certains investissements conformément aux articles 4 et 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée à 4 266 millions d'euros s'agissant des actifs EDF Invest et à 24 312 millions d'euros s'agissant du total des actifs dédiés.

(3) Dont 103 millions de réévaluation suite à la plus-value de 22 millions d'euros constatée sur les 872 millions d'euros de créance cédée. Avant réévaluation de la créance, sa performance est de 1,7 %.

(4) La quote-part des titres RTE affectée au portefeuille d'actifs dédiés, soit 50 % des titres RTE, a été prise en compte jusqu'au 30 juin 2016 pour sa valeur d'équivalence dans les comptes consolidés. À fin 2016, la quote-part de C25 (société qui détient directement 100 % des titres RTE), affectée au portefeuille d'actifs dédiés, soit 75,9 % du capital, a été réévaluée à sa juste valeur.

(5) Hors réévaluation liée à l'opération C25, la performance de RTE est de 1,6 %, celle d'EDF Invest de 3,8 % et celle du total des actifs dédiés de 5,2 %.

(6) Soit 9,1 %, après retraitement des effets change.

(7) Y compris réévaluations de RTE et de la créance CSPE ; 4,8 % hors de ces deux réévaluations. La performance des actifs dédiés hors RTE est de 5,7 %.

Le début de l'année boursière 2016 a été dominé par trois sources d'incertitudes : les risques politiques (Brexit, élections présidentielles américaines…), la politique des grandes banques centrales (Fed, BCE, BoJ, BoE) et le comportement des prix du pétrole, qui laissaient craindre un ralentissement très marqué voire une déstabilisation des pays émergents.

S'agissant des risques politiques, ils se sont tous matérialisés. Le Royaume-Uni a voté le 23 juin en faveur de la sortie de l'Union, ouvrant ainsi une période d'incertitude. Le programme protectionniste de la nouvelle administration aux États-Unis pourrait avoir des implications importantes pour les partenaires commerciaux des États-Unis s'il était appliqué en l'état. Malgré tout, ces résultats n'ont eu qu'une influence très passagère sur les marchés financiers, qui ont préféré se concentrer sur les bonnes nouvelles.

Du côté des orientations monétaires, la BCE a mis en œuvre une politique de taux d'intérêt négatifs tout en accentuant, en début d'année, l'assouplissement de sa politique avec une augmentation du montant de ses achats d'actifs, en les élargissant aux emprunts des émetteurs privés. La Banque centrale européenne a annoncé fin 2016 la prolongation de 9 mois de cette politique. En revanche, la *Federal Reserve* a engagé la remontée de ses taux directeurs. Au niveau global, les craintes de déflation s'estompent et s'accompagnent d'un rebond de la croissance.

De ce fait, les taux long terme, qui avaient été orientés à la baisse en début d'année, ont fortement remonté au cours du second semestre.

Après un bref passage du baril en deçà de 30 dollars américains en début d'année, le pétrole est revenu sur des niveaux de 50 dollars américains, qui semblent être un prix d'équilibre. Cette stabilisation des prix du pétrole, outre qu'elle limite les facteurs d'aggravation de la crise dans les pays producteurs, contribue au regain d'inflation modéré des économies occidentales.

Dans cet environnement, les marchés ont été soumis à une forte volatilité au premier semestre, suivie par un rebond important dans la deuxième partie de l'année et en particulier après les élections présidentielles américaines. Les marchés actions (indice *MSCI World All Countries DN* couvert en euros à 50 % hors devises des pays émergents) finissent en hausse de + 9,8 %. L'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) a progressé quant à lui de + 3,8 %.

Dans ce contexte très incertain en début d'année, il a été décidé de privilégier un positionnement défensif du portefeuille, tant sur les obligations, avec la recherche d'une moindre sensibilité que celle de l'indice de référence, que sur les actions, en surpondérant les marchés de pays développés par rapport à ceux des pays émergents et les fonds actions les moins volatils.

Ces choix d'allocation, ainsi que la sous-performance de la gestion active actions en Amérique du Nord et en Europe, se sont traduits par une moindre progression du portefeuille financier, avec une hausse de 6,2 % à comparer à 6,8 % pour son indice de référence.

En 2016, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 728 millions d'euros, dont + 575 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 876 millions d'euros avant impôt), + 71 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 108 millions d'euros avant impôt) et + 82 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 38 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2016 s'élève à 7 992 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2016 à 15,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,5 % à fin 2015. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 215 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2016, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 866 millions d'euros) s'établissait à 4,89, 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 336 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,52 à fin décembre 2015. La sensibilité du sous-portefeuille taux est donc nettement inférieure à celle de l'indice de référence (5,70).

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

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, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment définition de limites et indicateurs Groupe). La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) 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 2016, les expositions du Groupe sont à 80 % 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 :

	Investment grade	**Non *investment grade***	**Sans notation**	**Total**
au 31/03/2016	81 %	11 %	8 %	100 %
au 30/09/2016	80 %	11 %	9 %	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 31/03/2016	9 %	0 %	11 %	71 %	9 %	100 %
au 30/09/2016	10 %	0 %	11 %	72 %	7 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. 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* collatéral 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.

Dans un contexte financier toujours instable en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre…) à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* 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 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est 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 *management* 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.

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

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 des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comex 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 des positions nettes avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture [1] définie permettant de capturer un prix moyen, généralement avec une surpondération de l'année N-1 compte tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

Pour ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité du mécanisme ARENH. Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription. Cette dernière situation a été rencontrée au second semestre 2016 pour les livraisons ARENH 2017.

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading,* 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 Comex. 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 minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes…

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 qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. 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.

Durant le deuxième semestre 2016, la limite de VaR a été revue à la hausse, de 36 à 50 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des prix de marché européens pendant cette période, et la limite de capital en risque pour contrats long terme a été portée de 200 à 300 millions d'euros. Les limites de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides et *stop-loss* sont restées inchangées tout au long de l'année, respectivement à 250 et 180 millions d'euros.

En 2016, ces limites n'ont pas été dépassées, hormis deux écarts de faible amplitude et courte durée avant l'augmentation des limites de VaR et capital en risque sur contrats long terme. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.1.6.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dont bénéficient EDF SA et ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration. Les programmes mis en place comportent des garanties, exclusions, franchises

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.*

et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe :** EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL [1]. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company DAC [2], des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF :** en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI), à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et à l'assureur Northcourt.

  Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL [3] ;
- **les dommages aux marchandises transportées ;**
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire :**

  En **France**, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n^{os} 68-943 du 30 octobre 1968, 90-488 du 16 juin 1990 et 2006-686 du 13 juin 2006 (loi « TSN »), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

  Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a modifié les dispositions des articles L. 59-728 et L. 59-732 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires, qui sont respectivement passées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

  Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux seuils légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance responsabilité civile nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée et ce, dès le 18 février 2016.

  La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

  Cette couverture a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles – voir section 1.5.6.2.2), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

  La gestion de sinistres a été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société Equad, qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

  Au **Royaume-Uni,** où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le *Nuclear Installations Order* (ordonnance de transposition des protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les protocoles.

  Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

  Actuellement, EDF Energy est assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe. La société captive de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

  L'entrée en vigueur de la LTE en France au 18 février 2016 a induit une hausse de 40 % du montant des primes d'assurances du Groupe. L'entrée en vigueur prochaine des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles induira également une forte augmentation des primes d'assurances du Groupe.

  Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base » ;
- **la responsabilité civile générale :** ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux :** le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires sociaux du Groupe dont la responsabilité serait recherchée dans le cadre de leurs fonctions ;
- **les 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 de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbines à combustion, etc. Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers ;
- **exploration et production :** Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ses 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1er janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production » ouvert à l'ensemble des filiales du Groupe. Ce programme a été utilisé par EDF Production UK, dont l'activité a été depuis reprise par Edison ;
- **le réseau aérien de distribution d'Enedis :** dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité. D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo France pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 197 millions d'euros en 2016.

1. Oil Insurance Limited.
2. *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.*
3. Nuclear Electric Insurance Limited.

5.1.7 INFORMATIONS AU TITRE DE L'ARTICLE L. 441-6-1 DU CODE DE COMMERCE

Depuis le 1er décembre 2008, EDF applique les dispositions de la loi nº 2008-776 du 4 août 2008 (dite « loi de modernisation de l'économie ») en réglant ses fournisseurs à 60 jours date d'émission de la facture.

Les dettes fournisseurs hors factures non parvenues de la Société s'élèvent au 31 décembre 2016 à 2 423 millions d'euros et au 31 décembre 2015 à 2 560 millions d'euros et se répartissent ainsi :

	31 décembre 2016		31 décembre 2015	
	(en millions d'euros)	*(en %)*	*(en millions d'euros)*	*(en %)*
Dettes fournisseurs échues	11	0,5	6	0,2
Fournisseurs à payer ayant une échéance inférieure ou égale à 60 jours	2 412	99,5	2 554	99,8
Fournisseurs à payer ayant une échéance supérieure à 60 jours	–	–	–	–

5.1.8 INFORMATIONS SUR LES SUCCURSALES EXISTANTES (ARTICLE L. 231-1 DU CODE DE COMMERCE)

Au 31 décembre 2016, le Groupe a recensé 173 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le Kbis 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.

Concernant l'international, la liste des succursales[1] d'EDF SA en dehors de France est la suivante :

Saint-Pierre-et-Miquelon	
Saint-Martin	
Saint-Barthélémy	
Émirats arabes unis :	Abu Dhabi
Chine :	Taïshan
	Daya Bay *(OS Contract)*
Afrique du Sud	

5.2 Événements postérieurs à la clôture

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture des comptes au 31 décembre 2016 et le 13 février 2017, date d'arrêté des comptes de l'exercice 2016, sont décrits à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Aucun évènement significatif n'est intervenu postérieurement à la date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration le 13 février 2017.

1. *Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.*

5.3 Évolution des prix de marché en janvier 2017

Le prix du baril de Brent a clôturé le mois de janvier 2017 à 55,7 $/bbl. Il s'est établi en moyenne sur le mois à 55,5 $/bbl. L'accord trouvé entre les pays de l'OPEP à Vienne en novembre visant à limiter l'offre de pétrole sur le marché a fait remonter les cours après une année 2016 où le pétrole a atteint son plus bas niveau depuis douze ans à 27,9 $/bbl le 20 janvier.

En janvier 2017, les prix *spot* du gaz sur le marché français PEG Nord se sont établis à 21,2 €/MWh en moyenne, en hausse de 7,0 €/MWh par rapport à janvier 2016. La vague de froid qui a frappé la France et l'Europe à la mi-janvier, avec des températures jusqu'à 6,7 °C en dessous des normales, a tiré la consommation à la hausse et donc les prix. La nette augmentation par rapport à l'an passé s'explique par le faible niveau des prix l'année dernière suite à un approvisionnement en gaz relativement important et des conditions climatiques détendues ne soutenant pas la demande en gaz.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2017 a clôturé le mois de janvier à 5,4 €/t, alors qu'il était à 6,1 €/t fin janvier 2016.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2017 a terminé le mois de janvier à 67,1 $/t, en hausse de près de 28,0 $/t par rapport à fin janvier 2016. Cette évolution des prix, continue durant l'année 2016, résulte de la volonté de la Chine de réduire sa production en fermant des mines non rentables et en limitant le nombre de jours travaillés par les mineurs. En début de mois, les objectifs du plan de réduction ont été dépassés et le gouvernement chinois a annoncé de nouveaux objectifs plus ambitieux pour l'année 2017.

Les prix *spot* du jour pour le lendemain de l'électricité en France en janvier se sont établis en moyenne à 78,0 €/MWh en base et 96,1 €/MWh en pointe, soit une augmentation supérieure à 132 % pour la base par rapport à janvier 2016. Les prix ont été tirés par une très forte consommation engendrée par la vague de froid. La consommation maximale horaire a dépassé 93 GW le vendredi 20 janvier à 8 heures, tandis que le prix *spot* a atteint un maximum journalier à 121,1 €/MWh le mercredi 25 janvier. Le mois de janvier 2017 est le plus cher depuis février 2012. Les prix *spot* allemands se sont établis en moyenne à 52,4 €/MWh en base et à 72,6 €/MWh en pointe, respectivement en hausse de 23,3 €/MWh et de 32,6 €/MWh. Cela constitue également un plus haut niveau de prix moyen depuis février 2012.

Les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2018 ont respectivement clôturé le mois de janvier à 36,0 €/MWh et 47,8 €/MWh. Fin janvier 2016, le prix du contrat annuel français pour livraison en base en 2017 était à 29,4 €/MWh. La hausse des prix s'explique essentiellement par celle des cours des combustibles. En janvier 2017, les tensions sur l'équilibre offre/demande court terme suite à la vague de froid ont également fait monter les prix à terme par l'augmentation des primes de risque associées.

5.4 Prévisions 2017

5.4.1 HYPOTHÈSES D'ÉLABORATION DES PRÉVISIONS DU GROUPE AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017

Ces prévisions au titre de l'exercice 2017 résultent du processus budgétaire et sont construites sur la base de la contribution des entités du Groupe à l'EBITDA Groupe 2017. Le budget pour l'exercice 2017 a fait l'objet d'une approbation par le Conseil d'administration de la Société lors de sa séance du 14 décembre 2016. Pour l'élaboration de ces prévisions d'EBITDA, la Société s'est également appuyée sur ses estimations de comptes consolidés du Groupe relatifs à l'exercice 2016 (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 »).

Ces prévisions reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

- en termes d'hypothèses macroéconomiques, l'utilisation d'un taux de change de 0,80 £/€ pour la livre sterling et de 1,10 $/€ pour le dollar américain et d'un taux d'inflation de la zone Euro de 1,4 %. À titre de comparaison, au cours de l'exercice 2016, le taux de change moyen aura été de 0,82 £/€ pour la livre sterling et de 1,11 $/€ pour le dollar américain ;
- des conditions climatiques et d'hydrologie normales ;
- l'absence d'évolution majeure du périmètre des entités consolidées (hors entités mises en équivalence qui ne contribuent pas à l'EBITDA consolidé, la quote-part de résultat étant présentée en « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » au compte de résultat consolidé) par le Groupe en 2017 (voir note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 en section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 »).

  AREVA NP n'a pas été prise en compte dans la construction de ces prévisions, et le Groupe a retenu comme hypothèse une intégration de la société à compter du 31 décembre 2017.

  Par ailleurs, l'objectif 2017 intègre la contribution en EBITDA des filiales en Pologne et Hongrie en année pleine en prenant comme hypothèse une date de sortie du périmètre au 31 décembre 2017. S'agissant de la filiale EDF Démász (Hongrie), la cession et la sortie du périmètre de consolidation ont été finalisées le 1er février 2017 (voir note 3.5.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 inclus en section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 »). La contribution cumulée des filiales hongroise et polonaise au budget d'EBITDA 2017 représente, en année pleine, entre 250 millions d'euros et 350 millions d'euros ;
- l'application de normes et méthodes comptables identiques à celles retenues pour l'établissement des comptes consolidés (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 en section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2016 ») ;
- le maintien de l'environnement réglementaire et fiscal existant au 31 décembre 2016 ; le Groupe a intégré la mise en œuvre à compter de 2017 du mécanisme de capacité en France avec un prix normatif de 10 €/kW. S'agissant des hypothèses pour les tarifs réglementés en France, le budget a été construit en cohérence avec la délibération finale de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 5 Distribution) soit une augmentation de 2,7 % au 1er août 2017. L'hypothèse de mouvement tarifaire sur les tarifs bleus 2017 est conforme à la réglementation en vigueur proposée dans le décret du 28 octobre 2014, selon la méthode par empilement ;

- une souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet ARENH en France pour un volume de 82,2 TWh à un prix maintenu à 42 €/MWh. Au cours de l'année 2016, aucune vente ARENH n'aura été réalisée ;
- des activités de développement-vente d'actifs structurés d'EDF Énergies Nouvelles, qui avaient fortement contribué à l'EBITDA du Groupe en 2015 et 2016, moindre en 2017, avec une priorité donnée à la production ;
- l'activité *trading* a connu une année 2016 exceptionnelle du fait d'une forte volatilité des prix sur les marchés énergie, notamment sur le second semestre. Le Groupe n'anticipe pas que ces conditions se reproduisent en 2017 ;
- en France, une production nucléaire en hausse par rapport à 2016 entre 390 et 400 TWh. Les difficultés rencontrées en 2016 sur le parc nucléaire se résorbent partiellement en 2017. Par ailleurs, l'augmentation de la production en 2017 se fera progressivement, ce qui ne permet pas de valoriser la production supplémentaire lors des mois les plus rémunérateurs.

  Par ailleurs, il convient de noter que, conformément à sa politique de couverture décrite section 5.1.6.2.2 du présent document de référence, EDF ferme graduellement ses positions avant l'année budgétaire. Cette politique avait également été appliquée pour l'exercice 2016.
- une tension concurrentielle qui conduit le Groupe à anticiper une baisse de ses revenus de commercialisation, en particulier en France et au Royaume-Uni. La France bénéficie cependant de la mise en place du marché de capacité, comme indiqué plus haut ;
- dans le cadre de son plan de performance, le Groupe a annoncé une réduction de 0,7 milliard d'euros de ses charges opérationnelles [1] entre 2015 et 2018. La progression de ce plan de performance est bien prise en compte dans les hypothèses d'élaboration du budget 2017.

Par ailleurs, la régularisation rétroactive des tarifs réglementés de vente d'électricité 2014, qui a eu un impact favorable de + 0,8 milliard d'euros sur l'EBITDA 2016 n'a, par nature, pas d'effet sur l'exercice 2017, ce qui induit mécaniquement une baisse de l'EBITDA 2017 par rapport à celui de 2016.

Il n'y a pas eu d'élément majeur entre la date d'élaboration de ces hypothèses et la date du dépôt du document de référence justifiant une mise à jour des prévisions 2017.

5.4.2 PRÉVISIONS DU GROUPE AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017

EDF poursuit son développement conformément à ses objectifs stratégiques CAP 2030. Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, et conformément au communiqué de presse publié le 14 décembre 2016, le Groupe prévoit pour l'exercice 2017 un EBITDA compris entre 13,7 et 14,3 milliards d'euros, en recul par rapport à 2016.

L'EBITDA constitue le principal agrégat de résultat sur lequel le Groupe assoit sa communication financière et évalue les résultats de sa stratégie et sa performance opérationnelle.

Les prévisions présentées dans cette Section ont été établies sur la base de données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, politique, comptable, concurrentiel et réglementaire ou en fonction d'autres facteurs dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date d'enregistrement du présent document de référence.

En outre, la réalisation d'un ou plusieurs risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du présent document de référence pourrait avoir un impact sur les activités, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe, et donc remettre en cause ces prévisions. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des prévisions figurant dans la présente section.

1. *À périmètre, hypothèse de taux de change et taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.*

5.4.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES PRÉVISIONS DU GROUPE AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017

Au Président-Directeur Général,

En notre qualité de Commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) n° 809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de bénéfice consolidé relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2017 de la société Électricité de France SA, incluses dans la partie 5.4 du document de référence 2016.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (CE) n° 809/2004 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe I, point 13.2, du règlement (CE) n° 809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une appréciation des procédures mises en place par la Direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations financières historiques de la société Électricité de France SA Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

À notre avis :

- les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- la base comptable utilisée aux fins de ces prévisions est conforme aux méthodes comptables appliquées par la société Électricité de France SA.

Ce rapport est émis aux seules fins :

- du dépôt du document de référence 2016 auprès de l'AMF ;
- et de l'admission aux négociations sur un marché réglementé, et/ou d'une offre au public, d'actions ou de titres de créance de valeur nominale unitaire inférieure à 100 000 € de la société Électricité de France SA, en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels le prospectus visé par l'AMF serait notifié ;
- et ne peut pas être utilisé dans un autre contexte.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 6 mars 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit *Département de KPMG SA*		Deloitte & Associés	
Jacques-François Lethu	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Anthony Maarek

5.5 Perspectives

OBJECTIFS 2017

Le Groupe a annoncé le 14 février 2017 les objectifs financiers suivants pour 2017 :

- EBITDA[1] Groupe : 13,7 à 14,3 milliards d'euros (pour plus de précisions sur les prévisions d'EBITDA 2017, voir section 5.4 « Prévisions 2017 ») ;
- ratio d'endettement financier net/EBITDA[2] : inférieur ou égal à 2,5 × ;
- taux de distribution du résultat net courant post-hybride[3] : 55 % à 65 %.

Sur le plan opérationnel en France, le Groupe prévoit pour 2017 un volume d'arrêts programmés pour maintenance intégrant la poursuite des travaux du programme industriel « Grand carénage ». EDF vise une production nucléaire comprise entre 390 et 400 TWh.

Par ailleurs, en Italie, Edison prévoit d'atteindre un niveau d'EBITDA en ligne avec celui de 2016.

OBJECTIFS 2018

Le Groupe a également annoncé le 14 février 2017 les objectifs financiers et opérationnels suivants pour 2018 :

- OPEX[4] Groupe : en baisse de - 0,7 milliards d'euros par rapport à 2015 ;
- investissements nets hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs : environ 10,5 milliards d'euros ;
- EBITDA[5] : supérieur ou égal à 15,2 milliards d'euros ;
- Cash flow[6] : supérieur ou égal à 0 ;
- Ratio d'endettement financier net/EBITDA[5 6] : inférieur ou égal à 2,5 × ;
- Taux de distribution du résultat net courant post-hybride[3] : 50 %.

Ces objectifs et perspectives sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du présent document de référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation de ces objectifs et perspectives suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 1.3 « Stratégie du groupe EDF » du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs, et les informations prospectives au titre de 2018 figurant au présent chapitre ne sauraient être utilisées pour établir des prévisions de résultat.

OBJECTIFS AU-DELÀ DE 2018

Le Groupe s'est également fixé les objectifs à moyen terme suivants :

- une réduction[4] des charges opérationnelles en 2019 par rapport à 2015 de plus de 1 milliard d'euros ;
- des cessions d'actifs sur la période 2015-2020 d'au moins 10 milliards d'euros ;
- un taux de distribution du résultat net courant post-hybride[3] compris entre 45 % et 50 %.

1. *À taux de change 2016.*
2. *À taux de change 2016 et hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017.*
3. *Résultat net courant ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.*
4. *À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.*
5. *À taux de change 2016 et hypothèse de prix d'électricité en France 2018 sur les volumes non couverts au 31 décembre 2016 : ≥ 36 €/MWh.*
6. *À taux de change 2016. Cash flow hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs, avec hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017 et 3,9 % pour 2018, hors acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018 qui sera décidé au second semestre 2018.*

6

États financiers

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2016 320

Compte de résultat consolidé 320
État du résultat global consolidé 321
Bilan consolidé 322
Tableau de flux de trésorerie consolidé 324
Variation des capitaux propres consolidés 325
Annexe aux comptes consolidés 326

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 437

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2016 439

Compte de résultat 439
Bilan 440
Tableau de flux de trésorerie 442
Annexe aux comptes sociaux 443

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 497

6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 499

6.6 Politique de distribution de dividendes 500

6.6.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 500
6.6.2 Politique de distribution, dividende majoré 500
6.6.3 Délai de prescription 500

6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 501

6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(green bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015 501

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2016

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 et 414) du document de référence 2015 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2014 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, section 20.1 (pages 317 à 428) et 20.2 (pages 429 et 430) du document de référence 2014 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 18 mai 2017.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Chiffre d'affaires	7	71 203	75 006
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 050)	(38 775)
Autres consommations externes	9	(8 902)	(9 526)
Charges de personnel	10	(12 543)	(12 529)
Impôts et taxes	11	(3 656)	(3 641)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 362	7 066
Excédent brut d'exploitation		**16 414**	**17 601**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		(262)	175
Dotations aux amortissements	22.2	(7 966)	(9 009)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(41)	(102)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(639)	(3 500)
Autres produits et charges d'exploitation	14	8	(885)
Résultat d'exploitation		**7 514**	**4 280**
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 827)	(1 994)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 417)	(2 812)
Autres produits et charges financiers	15.3	1 911	2 218
Résultat financier	**15**	**(3 333)**	**(2 588)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**4 181**	**1 692**
Impôts sur les résultats	16	(1 388)	(483)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	218	192
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**3 011**	**1 401**
Dont résultat net – part du Groupe		**2 851**	**1 187**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**160**	**214**
Résultat net part du Groupe par action en euros :	**17**		
Résultat par action		1,15	0,32
Résultat dilué par action		1,15	0,32

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2016 Part du Groupe	2016 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2016 Total	2015 Part du Groupe	2015 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2015 Total
Résultat net consolidé	**2 851**	**160**	**3 011**	**1 187**	**214**	**1 401**
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute [1]	318	–	318	(703)	–	(703)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(116)	–	(116)	214	–	214
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	21	–	21	(103)	–	(103)
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	*223*	*–*	*223*	*(592)*	*–*	*(592)*
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute [1]	290	26	316	(600)	(5)	(605)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	268	(8)	260	(14)	2	(12)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(15)	–	(15)	(3)	–	(3)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	*543*	*18*	*561*	*(617)*	*(3)*	*(620)*
Écarts de conversion des entités contrôlées	(2 755)	(380)	(3 135)	1 199	159	1 358
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	43	–	43	426	–	426
Écarts de conversion	*(2 712)*	*(380)*	*(3 092)*	*1 625*	*159*	*1 784*
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**(1 946)**	**(362)**	**(2 308)**	**416**	**156**	**572**
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute [2]	468	93	561	1 009	(9)	1 000
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(175)	(16)	(191)	(153)	1	(152)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(352)	–	(352)	35	–	35
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	*(59)*	*77*	*18*	*891*	*(8)*	*883*
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**(59)**	**77**	**18**	**891**	**(8)**	**883**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**(2 005)**	**(285)**	**(2 290)**	**1 307**	**148**	**1 455**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	**846**	**(125)**	**721**	**2 494**	**362**	**2 856**

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Goodwill	18	8 923	10 236
Autres actifs incorporels	19	7 450	8 889
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	53 064	51 600
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 616	7 645
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	70 573	71 069
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	8 645	11 525
Actifs financiers non courants	36	35 129	35 238
Autres débiteurs non courants	26	2 268	1 830
Impôts différés actifs	16.3	1 641	2 713
Actif non courant		**195 309**	**200 745**
Stocks	24	14 101	14 714
Clients et comptes rattachés	25	23 296	22 259
Actifs financiers courants	36	29 986	27 019
Actifs d'impôts courants		183	1 215
Autres débiteurs courants	26	10 652	8 807
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	2 893	4 182
Actif courant		**81 111**	**78 196**
Actifs détenus en vue de leur vente	46	5 220	–
TOTAL DE L'ACTIF		**281 640**	**278 941**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Capital	27	1 055	960
Réserves et résultats consolidés		33 383	33 789
Capitaux propres – part du Groupe		*34 438*	*34 749*
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	6 924	5 491
Total des capitaux propres	**27**	**41 362**	**40 240**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	44 843	44 825
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 506	1 447
Provisions pour avantages du personnel	31	21 234	21 511
Autres provisions	28	2 155	2 190
Provisions non courantes	*28*	*69 738*	*69 973*
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	45 692	45 082
Passifs financiers non courants	38	54 276	54 159
Autres créditeurs non courants	35	4 810	5 126
Impôts différés passifs	16.3	2 272	4 122
Passif non courant		**176 788**	**178 462**
Provisions courantes	28	5 228	5 354
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 031	13 284
Passifs financiers courants	38	18 289	17 473
Dettes d'impôts courants		419	506
Autres créditeurs courants	35	24 414	23 622
Passif courant		**61 381**	**60 239**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	2 109	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**281 640**	**278 941**

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**4 181**	**1 692**
Pertes de valeur/(reprises)		639	3 500
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 814	11 392
Produits et charges financiers		948	951
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		330	322
Plus ou moins-values de cession		(877)	(1 593)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 935)	132
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		*13 100*	*16 396*
Frais financiers nets décaissés		(1 137)	(1 252)
Impôts sur le résultat payés		(838)	(1 508)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015	3.8.3	–	(906)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**11 125**	**12 730**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(127)	(162)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		372	748
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 397)	(14 789)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		508	964
Variations d'actifs financiers		(2 913)	(5 600)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(16 557)**	**(18 839)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle (1) (2)		1 368	64
Dividendes versés par EDF	27.3	(165)	(1 420)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(289)	(326)
Achats/ventes d'actions propres		(2)	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		*912*	*(1 696)*
Emissions d'emprunts (3)		9 424	9 422
Remboursements d'emprunts		(6 176)	(2 336)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(582)	(591)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		143	152
Subventions d'investissement reçues		417	623
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		*3 226*	*7 270*
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**4 138**	**5 574**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(1 294)**	**(535)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**4 182**	**4 701**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 294)	(535)
Incidence des variations de change		102	(36)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		20	13
Incidence des reclassements		(117)	39
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**37**	**2 893**	**4 182**

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées.

(2) Comprend en 2016, un montant de 830 millions d'euros encaissé au titre de la cession à CGN de 33.5 % de Hinkley Point C (HPC) Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co et un montant de 469 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C et de Sizewell C (voir note 3.2).

(3) Incluant en 2016, l'émission d'emprunt par la société C25 (société détenant les titres de RTE) pour un montant de 2 820 millions d'euros (voir note 3.5.1).

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [2]	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [3]	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2014 retraités [1]	**930**	**(41)**	**2 724**	**(1 144)**	**32 777**	**35 246**	**5 419**	**40 665**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	–	–	1 625	(1 209)	891	1 307	148	1 455
Résultat net	–	–	–	–	1 187	1 187	214	1 401
Résultat global consolidé	**–**	**–**	**1 625**	**(1 209)**	**2 078**	**2 494**	**362**	**2 856**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(591)	(591)	–	(591)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(327)	(2 654)
Achats/ventes d'actions propres	–	3	–	–	–	3	–	3
Augmentation de capital d'EDF [4]	30	–	–	–	876	906	–	906
Autres variations [5]	–	–	–	–	(982)	(982)	37	(945)
Capitaux propres au 31/12/2015	**960**	**(38)**	**4 349**	**(2 353)**	**31 831**	**34 749**	**5 491**	**40 240**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	–	–	(2 712)	766	(59)	(2 005)	(285)	(2 290)
Résultat net	–	–	–	–	2 851	2 851	160	3 011
Résultat global consolidé	**–**	**–**	**(2 712)**	**766**	**2 792**	**846**	**(125)**	**721**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(582)	(582)	–	(582)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 026)	(2 026)	(288)	(2 314)
Achats/ventes d'actions propres	–	9	–	–	–	9	–	9
Augmentation de capital d'EDF [6]	95	–	–	–	1 767	1 862	–	1 862
Autres variations [7]	–	–	–	–	(420)	(420)	1 846	1 426
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2016	**1 055**	**(29)**	**1 637**	**(1 587)**	**33 362**	**34 438**	**6 924**	**41 362**

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

(2) Les écarts de conversion varient de (2 712) millions d'euros au 31 décembre 2016 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(3) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.

(4) En 2015, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 906 millions d'euros sont liées au paiement en actions de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2015 (voir note 27.3).

(5) Le montant comptabilisé en « autres variations » en 2015 intègre les effets de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.8.3).

(6) En 2016, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 1 862 millions d'euros sont liées au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2015 et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016 (voir note 27.3).

(7) Les « autres variations » des capitaux propres incluent l'effet de la cession à CGN de 33.5 % de HPC Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co réalisée le 29 septembre 2016. Cette transaction a un effet de (548) millions d'euros sur les capitaux propres part du groupe et un effet de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle (voir note 3.2).

Elles comprennent également les effets de l'opération Cogestar pour 119 millions d'euros (voir note 5.1).

Annexe aux comptes consolidés

Sommaire

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 330
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 330
1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2016 330
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 332

Note 2 Comparabilité des exercices 347

Note 3 Opérations et événements majeurs 347
3.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France 347
3.2 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs 348
3.3 Émissions obligataires senior 348
3.4 EDF et AREVA signent les accords engageants pour l'acquisition des activités d'AREVA NP 349
3.5 Plan de cessions 350
3.6 Cession partielle de la créance CSPE 350
3.7 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim 350
3.8 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2015 351

Note 4 Évolutions réglementaires en France 352
4.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV) 352
4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) 353
4.3 Autorisation par la Commission européenne du mécanisme révisé de capacité français 353
4.4 Compensation des charges de service public de l'énergie 354
4.5 ARENH 354

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 355
5.1 Groupe Dalkia : cession de participations dans Cogestar 355
5.2 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2015 355

Note 6 Informations sectorielles 356
6.1 Informations par secteur opérationnel 356
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 358

COMPTE DE RÉSULTAT 359

Note 7 Chiffre d'affaires 359

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 359

Note 9 Autres consommations externes 360

Note 10 Charges de personnel 360
10.1 Charges de personnel 360
10.2 Effectifs moyens 360

Note 11 Impôts et taxes 361

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 361
12.1 Subventions d'exploitation 361
12.2 Résultats de déconsolidation et de cessions d'immobilisations 361
12.3 Autres produits et charges 361

Note 13 Pertes de valeur/reprises 362
13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations 362
13.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels 362

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation 365

Note 15 Résultat financier 366
15.1 Coût de l'endettement financier brut 366
15.2 Effet de l'actualisation 366
15.3 Autres produits et charges financiers 366

Note 16 Impôts sur les résultats 367
16.1 Ventilation de la charge d'impôt 367
16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 367
16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 368
16.4 Ventilation des impôts différés par nature 368

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action 369

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 370

Note 18 Goodwill 370
18.1 Variation des goodwill 370
18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 370

Note 19 Autres actifs incorporels 371

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 372
20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 372
20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 372

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités 373
21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 373
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 373

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 374
22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 374
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 375
22.3 Contrats de location-financement 375

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 376
23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) 376
23.2 CENG 377
23.3 Alpiq 378

Note 24 Stocks 379

Note 25 Clients et comptes rattachés 379
25.1 Créances échues/non échues 379
25.2 Opérations de mobilisation de créances 380

Note 26 Autres débiteurs 380

Note 27 Capitaux propres 380
27.1 Capital social 380
27.2 Actions propres 380
27.3 Distributions de dividendes 381
27.4 Instruments de capitaux propres 381
27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 382

Note 28 Provisions 383

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 383
29.1 Provisions nucléaires en France 384
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 390

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 392

Note 31 Provisions pour avantages du personnel 392
31.1 Groupe EDF 392
31.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation) 394
31.3 Royaume-Uni 398

Note 32 Autres provisions 401

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 401

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés 402

Note 35 Autres créditeurs 402
35.1 Avances et acomptes reçus 402
35.2 Dettes fiscales 402
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 402

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 403

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 403
36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 403
36.2 Détail des actifs financiers 403
36.3 Prêts et créances financières 404
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 405

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 405

Note 38 Passifs financiers courants et non courants 406
38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 406
38.2 Emprunts et dettes financières 406
38.3 Endettement financier net 409

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 410
39.1 Juste valeur des instruments financiers 410
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 411

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie 412

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 413
41.1 Couverture de juste valeur 413
41.2 Couverture de flux de trésorerie 413
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 413
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 414
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 416

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 417
42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 417
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 417
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 418

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS 419

Note 43 Flux de trésorerie 419
43.1 Variation du besoin en fonds de roulement 419
43.2 Investissements incorporels et corporels 419

Note 44 Engagements hors bilan 419
44.1 Engagements donnés 419
44.2 Engagements reçus 423

Note 45 Passifs éventuels 425
45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg/EnBW 425
45.2 Contrôles fiscaux 425
45.3 Litiges en matière sociale 425
45.4 Enedis – contentieux avec des producteurs photovoltaïques 425

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 426

Note 47 Actifs dédiés d'EDF 427
47.1 Réglementation 427
47.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 427
47.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF 428
47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2016 429
47.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 429

Note 48 Parties liées 430
48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 430
48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 430
48.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 431

Note 49 Environnement 431
49.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 431
49.2 Certificats d'économies d'énergie 431
49.3 Certificats d'énergie renouvelable 431

Note 50 Événements postérieurs à la clôture 432
50.1 Émission d'obligations samouraï de 137 milliards de yens 432
50.2 Conseil d'administration du 13 février 2017 432

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2016 432
51.1 Sociétés consolidées par intégration globale 433
51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes 434
51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence 435
51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt 435

Note 52 Honoraires des Commissaires aux comptes 436

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

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 2016.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce et les services énergétiques.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2016 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 13 février 2017. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 18 mai 2017.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2016. 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 2016.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2016

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2016 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2015.

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application est obligatoire au 1er janvier 2016

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2016 sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Clarifications sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IAS 1 « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 10, IFRS 12 et IAS 28 « Entités d'investissement : Application de l'exception à la consolidation » ;
- les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes ».

L'application de ces textes n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés annuels du groupe EDF.

Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » pourront avoir des impacts si le Groupe effectue des acquisitions d'intérêts initiaux ou d'intérêts additionnels dans une entreprise commune (participations dans les activités conjointes) dont l'activité constitue une entreprise, au sens d'IFRS 3.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application n'est pas obligatoire au 1er janvier 2016

Les deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne et d'application obligatoire pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018 sont les suivantes :

1.2.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients »

Le 29 octobre 2016, l'Union européenne a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2018. Les amendements associés, sous réserve de leur adoption par l'Union européenne, seront applicables à la même date que la norme IFRS 15. Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation ce texte.

L'analyse préliminaire du Groupe a permis d'identifier une liste de sujets devant être examinés à l'aune des dispositions d'IFRS 15. Les entités concernées ont réalisé une analyse de leurs contrats et de leur chiffre d'affaires par grandes typologies et des groupes de travail ont été constitués afin d'analyser les potentiels impacts liés à cette nouvelle norme.

Le chiffre d'affaires cumulé des entités retenues dans le périmètre de l'analyse préliminaire représente 95 % du chiffre d'affaires total du Groupe. À date, l'instruction des sujets identifiés est en cours ainsi que l'évaluation des impacts de la première application de la norme IFRS 15.

Les thèmes identifiés à date et susceptibles d'avoir un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe sont les suivants :

- la comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal) :

  Selon IAS 18, la prestation d'acheminement est comptabilisée en chiffre d'affaires par toutes les entités du Groupe assurant la fourniture d'électricité ou de gaz.

  La norme IFRS 15 impose d'étudier si la prestation d'acheminement est une obligation de performance distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'électricité. Elle fixe les conditions dans lesquelles une entité intervient en tant que principal ou agent dans le cadre de la fourniture d'un bien ou d'un service avec intervention d'un tiers. Si l'entité est qualifiée de principal, alors elle peut reconnaître le chiffre d'affaires au titre de cette prestation, y compris la partie relative à la prestation réalisée par un tiers. Dans le cas contraire, elle est qualifiée d'agent et ne peut reconnaître en chiffre d'affaires au titre de l'acheminement que le montant de son éventuelle commission.

  En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. L'incidence de l'analyse agent-principal au regard d'IFRS 15 est ainsi relative à la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

  En revanche, les prestations d'acheminement du gaz en France ainsi que les prestations d'acheminement d'électricité et de gaz en Italie, au Royaume-Uni et en Belgique sont réalisées par des entités tierces au Groupe ;

- parmi les autres sujets analysés par le Groupe, dans certains pays, les modalités de comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation pourraient être amenées à évoluer sans toutefois avoir d'impact sur le résultat net consolidé du Groupe ;

- le Groupe a identifié d'autres sujets dont la comptabilisation pourrait évoluer mais n'ayant pas d'impacts significatifs sur le résultat du Groupe. Les travaux d'analyse seront poursuivis en fonction de l'évolution du cadre contractuel et de l'activité du Groupe d'ici à la mise en œuvre de la norme.

1.2.2.2 IFRS 9 « Instruments financiers »

La norme IFRS 9 « Instruments financiers », publiée par l'IASB en juillet 2014 et adoptée par l'Union européenne en date du 29 novembre 2016, remplacera à compter du 1er janvier 2018 la norme IAS 39 « Instruments financiers ». Cette nouvelle norme définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture.

Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation ce texte.

Mise en œuvre de la norme IFRS 9 dans le Groupe et impacts potentiels

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences éventuelles de l'application de la future norme.

À ce stade du projet d'implémentation du nouveau standard qui comporte plusieurs volets, les conséquences chiffrées de son application sont en cours d'estimation.

Le **volet 1** est relatif au **classement et à l'évaluation** des actifs et passifs financiers.

Les travaux relatifs à l'analyse des modèles de gestion et des caractéristiques contractuelles des actifs financiers du Groupe sont en cours de finalisation.

Les principaux impacts potentiels porteront principalement sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des organismes de placement collectif (OPC) actions et obligations et à un degré moindre sur les actions détenues et le portefeuille obligataire géré en direct :

- concernant les parts détenues dans les OPC actions et obligations, qui répondent strictement à la définition d'instruments remboursables au gré du porteur, l'application de la norme aura pour effet que les plus ou moins-values latentes sur ces actifs, jusqu'alors comptabilisées en capitaux propres, et recyclées en résultat lors de leur cession, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe ;
- pour les instruments de capitaux propres non détenus à des fins de transaction et pour lesquels l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCI) serait retenue, la norme précise que seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat. Les pertes et gains latents qui auraient été comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre ne pourront plus être reconnus au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation. À date, le Groupe n'a pas encore statué sur l'option qu'il retiendra ;
- s'agissant du portefeuille d'obligations détenu en direct, si les flux de trésorerie associés sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts, le principe est une comptabilisation des variations de juste valeur, en capitaux propres recyclables en présence d'un modèle de gestion de « collecte et vente », ou au coût amorti dans le cadre d'un modèle de gestion de « collecte ».

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions sont constitutifs du portefeuille financier au sein des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France.

Le **volet 2** aborde le **modèle de dépréciation** des actifs financiers. La nouvelle norme introduit un modèle unique et prospectif, basé sur les pertes attendues (i. e. la probabilité que la contrepartie fasse défaut sur un horizon de temps donné). Celui-ci s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux titres de dette évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, aux créances commerciales ou encore aux créances locatives. Pour mémoire, le modèle actuel de la norme IAS 39 impose de constater une provision dès qu'il y a un événement de perte avérée (défaut de paiements, retards). Pour les actifs financiers à faible risque de crédit, non dépréciés sous IAS 39, le nouveau modèle de provisionnement, basé sur les pertes attendues à 12 mois, pourrait entraîner une augmentation des dépréciations pour risque de crédit dans la mesure où l'ensemble des actifs financiers fera l'objet d'une dépréciation dès l'initiation des opérations ; ce qui n'est pas le cas sous IAS 39. Les travaux menés à date ont essentiellement porté sur les règles d'appréciation du risque de crédit.

Enfin, le **volet 3** portant sur le **modèle général de couverture** vise à aligner plus étroitement la comptabilité de couverture avec les activités de gestion des risques de l'entité, de marché, notamment en élargissant les instruments de couverture éligibles et en assouplissant certaines règles jugées trop restrictives sous IAS 39. Sur ces aspects, le Groupe étudie actuellement les enjeux potentiels sur les stratégies de couverture des risques financiers et sur la documentation et ne s'attend pas à des impacts matériels dans ses comptes consolidés sur la base des analyses menées à date.

À la date de transition

Les dispositions en matière de classement et d'évaluation ainsi que le nouveau modèle de dépréciation d'IFRS 9 sont applicables rétrospectivement en ajustant le bilan d'ouverture en date de première application. En ce qui concerne les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture, celles-ci sont principalement d'application prospective.

1.2.3 Textes et amendements publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne :

- la norme IFRS 16 « Locations » ;
- les amendements à IFRS 15 « Clarifications d'IFRS 15 Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;
- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 2 « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- les amendements à IAS 40 « Transferts d'immeubles de placement ».

La norme IFRS 16 « Locations », sous réserve d'adoption par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019.

Selon cette norme, toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif de droit d'utilisation et en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan (voir note 44.1.1.3).

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

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 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 existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

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.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW sont réunies. Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1er janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim (voir note 3.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France »).

La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées sont calées sur la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 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 2016 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

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 et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.3.2.2 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 2016 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2016 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 31.

1.3.2.3 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 13.

1.3.2.4 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.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de 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.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession 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 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 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.

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

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.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72/CE (13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc, pour le groupe EDF, une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée. Au 31 décembre 2016, les opérations en cours concernant RTE (décrites dans la note 3.5.1) ne remettent pas en cause la méthode de consolidation de RTE ;
- 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 47.3). 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 actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39 ;
- le Groupe détient depuis 2014, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe analyse dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

1.3.2.9 Autres jugements

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.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

Certaines sociétés détenues par le Groupe ne sont pas consolidées, ces dernières étant non significatives pour le Groupe.

1.3.3.1 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.

1.3.3.2 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.

1.3.3.3 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.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

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.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, date de 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 comptabilisé en capitaux propres.

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.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 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.

1.3.5.3 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.

1.3.5.4 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.

1.3.6 Parties liées

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.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

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 négoce sur le marché de l'énergie *(trading)* sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

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.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé 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 actifs disponibles à la vente.

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.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 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.

En application de la norme IFRS 10, 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 IAS 39.

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.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », 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.

1.3.11.1.2 Évaluation 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 » 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 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 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 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 de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- 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 ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method* – UOP), et des dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.28) ;
- 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 1.3.13.2.4).

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

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 1.3.21).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.21).

  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 inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production 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.

1.3.12.2 Mode et durées 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 :

■ barrages hydroélectriques	75 ans
■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire :	
▪ France	40 à 50 ans
▪ autres pays	35 à 60 ans
■ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
■ installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions 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 puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs…).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

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 actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.13.3 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 sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. 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 sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (voir note 1.3.11.2).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de

cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords 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.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

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 affecté.

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 ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- 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 ;
- 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 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 pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus 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 interconnections, 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, le Groupe 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, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, 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, le cas échéant dès l'horizon du PMT, 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 la part 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.

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participation non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

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.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation des actifs et passifs financiers

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.

En règle générale, les méthodes de valorisation 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. Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participation non consolidés.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

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, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers 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 des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce *(trading)* sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading,* sont isolées au niveau d'une ligne particulière du 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. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie « juste valeur sur option », sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée, auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les 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 et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6 (A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. 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 ou de l'emprunt financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus

dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que 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 entre 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 IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée 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 sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading,* les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

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. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

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 IAS 39 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

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 la typologie de couverture suivante :

(A) 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 compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables 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 sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie 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.

(C) Couverture d'un investissement net

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 partie considérée comme 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.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur nette comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 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 avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

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.

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés ; et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et encours

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.

1.3.17.1 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 ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours 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.

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 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.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- 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 certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.28) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.3) ;
- les encours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- les stocks de gaz.

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.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. 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 à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles 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.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'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.

1.3.20.3 Actions propres

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.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). 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 confèrent 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.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement 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 similaires, et, dans certains cas, 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 coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

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 ».

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

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 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 et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

  Les charges pour derniers cœurs correspondent, d'une part, au coût de la perte correspondant au 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 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 (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie :

- 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 provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.28).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait 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.

1.3.22 Avantages du personnel

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 retraite, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 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 nette 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 avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
  - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 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.

1.3.22.2.1 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 (ex-ERDF), RTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à 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'accident 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 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 (ex-GDF SUEZ) correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. 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 jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG *(British Energy Generation Group),* affilié à l'ESPS *(Electricity Supply Pension Scheme),* dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG *(EDF Energy Generation and Supply Group),* affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS *(EDF Energy Pension Scheme).* Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE *(Career Average Re-valued Earnings).* Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes *(Trusts)* dont les membres *(trustees),* nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees,* définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 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. À l'instar des 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.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. 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.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

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 du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,5 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,2 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,2 %.

Le tableau qui suit donne principalement les impacts d'Enedis (ex-ERDF) d'une telle simulation pour l'exercice 2016 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	**2016**
Résultat d'exploitation	538
Résultat financier	(526)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	12

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	**2016**
À l'ouverture	1 965
À la clôture	1 977

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

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.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

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.

1.3.27 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 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- 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 et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie, Pologne et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite 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, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- 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 38.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 37).

1.3.28 Environnement

1.3.28.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en 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 (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- 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).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

Dans les deux cas, 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.

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 acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront 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.

1.3.28.2 Certificats d'énergie renouvelable

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.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Pologne 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 (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
  - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
  - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
  - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
    - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
    - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.28.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie, semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.28.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales 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 ;
- passifs environnementaux et dotations 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.

Note 2 Comparabilité des exercices

Aucun changement de méthode comptable n'est survenu durant l'exercice 2016.

Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 ALLONGEMENT À 50 ANS DE LA DURÉE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES REP 900 MW EN FRANCE [1]

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4e visite décennale de ce palier (VD4 – projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoigne la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'Autorité de Sûreté Nucléaire y indique son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long terme dégradés.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui de 50 ans. 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 Nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

1. Hors Fessenheim.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2016 :

- Au 1er janvier 2016, du fait du décalage des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 2 044 millions d'euros (voir note 29), dont 1 657 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés (voir note 47.4). Cette reprise de provision n'impacte pas le compte de résultat mais est imputée sur la valeur nette comptable des actifs conformément aux dispositions d'IFRIC 1 (voir note 22.1). Elle est fiscalisée pour sa quasi-totalité et génère une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.
- Sur l'exercice 2016, les impacts sont estimés comme suit :
  - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 965 millions d'euros sur l'exercice ;
  - la diminution des provisions nucléaires au 1er janvier 2016 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 90 millions d'euros ;
  - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 42 millions d'euros ;
  - au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 1 013 millions d'euros, et le résultat net consolidé de 664 millions d'euros.

3.2 HINKLEY POINT C : SIGNATURE DES CONTRATS DÉFINITIFS

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord inclut également un partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016.

Cette étape importante clôt la phase de développement du projet Hinkley Point C après dix années de planification et de préparation : réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, obtention de la licence du site nucléaire et démarrage des travaux sur site.

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords de garantie de financement du projet HPC ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, comme indiqué au gouvernement britannique, EDF n'a actuellement pas l'intention d'utiliser la garantie et le projet sera financé sur fonds propres, tout au moins dans une première étape.

Taux de rendement et sensibilité

Le coût total du projet est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal (hors intérêts intercalaires). L'investissement sera, au moins dans un premier temps, financé sur le bilan de chacun des partenaires, la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling, celle de CGN, à 6 milliards. Ces montants incluent une provision pour risques et aléas. Si le montant final du projet s'avérait inférieur, les gains dégagés seraient partagés avec les consommateurs au titre du mécanisme de partage des gains du contrat pour différence. Les investisseurs portent les risques de la construction de la centrale, notamment en cas de dépassement des délais et du budget prévus.

L'engagement total des actionnaires comprend une marge supplémentaire de 15 %, s'élevant à 2,7 milliards de livres sterling, en sus des 18 milliards prévus.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %.

La sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (Contract for Difference – CfD)

Comme cela a été annoncé le 21 octobre 2015, la société de projet HPC et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé les conditions du contrat pour différence qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CfD vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

À 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 paiera la différence.

Impacts sur les comptes consolidés 2016

Les contrats signés conduisent notamment à la cession partielle par EDF de 33,5 % d'Hinkley Point C et de 20 % de Sizewell C à CGN. S'agissant de cessions d'intérêts ne donnant pas le contrôle, ces deux entités restent consolidées en intégration globale et l'opération est sans effet sur le résultat. Cette opération a eu un impact de (548) millions d'euros sur les capitaux propres – part du groupe et de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres – intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Ces montants comprennent la réallocation aux intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, d'une partie du goodwill d'EDF Energy, qui pour l'essentiel a été reconnu lors de l'acquisition de British Energy en 2009.

Le montant encaissé en 2016 au titre de ces transactions est de 830 millions d'euros. Par ailleurs, CGN a participé à hauteur de sa quote-part dans les augmentations de capital réalisées postérieurement à cet accord dans les sociétés Hinkley Point C et Sizewell C pour un montant global de 469 millions d'euros.

3.3 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES SENIOR

Le 6 octobre 2016, EDF a levé l'équivalent de 5,4 milliards d'euros avec une série d'émissions obligataires senior en dollars américains, euros et francs suisses se décomposant comme suit :

- EDF a lancé une émission obligataire senior multidevise de 3 milliards d'euros sur quatre tranches :
  - obligation verte *(green bond)* de 1 750 millions 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 %.

- Le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur deux obligations seniors 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 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

3.4 EDF ET AREVA SIGNENT LES ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ACQUISITION DES ACTIVITÉS D'AREVA NP

EDF et AREVA SA avaient signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (actuellement dénommée « *Nuclear Island Common Engineering* »), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences…) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016. Il a pris acte des faits nouveaux intervenus depuis début 2016, sans remise en cause des trois volets ci-dessus, sans modification de la valorisation et avec une révision de l'éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros.

Les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 sont :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New AREVA NP, dont EDF acquerra le contrôle exclusif et qui reprendra les contrats actuellement détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entend se prémunir. Ainsi, les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours ;
- AREVA NP reste une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserve les contrats actuels, hors ceux transférés à New AREVA NP. La valorisation de New AREVA NP reste celle validée par EDF pour AREVA NP, à savoir 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital ;
- la volonté commune d'AREVA et d'EDF de créer la société dédiée actuellement dénommée « *Nuclear Island Common Engineering* » (NICE) avant la réalisation de l'opération d'acquisition par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication. Le nouveau protocole pose les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New AREVA NP, indemnisations spécifiques et garantie générale, conditions suspensives à la réalisation (envisagée fin 2017) de l'opération d'achat par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP en fonction des conclusions de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 et des résultats de l'audit qualité lancé par AREVA NP dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Ainsi, les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été élaboré entre EDF SA, d'une part, AREVA SA et AREVA NP, d'autre part. Il a recueilli un avis du Comité central d'entreprise d'EDF le 27 octobre 2016 et du Comité central d'entreprise d'AREVA le 10 novembre 2016. Il a été ensuite approuvé par les Conseils d'administration d'AREVA le 10 novembre 2016 et d'EDF le 15 novembre 2016. Le contrat a été signé par les parties le 15 novembre 2016.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Parallèlement, AREVA et EDF ont engagé des discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de New AREVA NP aux côtés d'EDF, la participation acquise par EDF pouvant ainsi être réduite à une participation cible d'au moins 51 %, tout en conservant le contrôle exclusif.

1. *Sans reprise de dette financière.*

3.5 PLAN DE CESSIONS

3.5.1 EDF, Caisse des Dépôts et CNP Assurances : signature d'un accord engageant pour un partenariat de long terme avec RTE

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité [1] (RTE), et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée est fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE et pourra éventuellement être complétée par un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros.

La réalisation effective de l'opération devrait intervenir courant 2017, après notamment l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires (contrôle des concentrations…).

Le schéma retenu a conduit EDF à transférer, le 23 décembre 2016, la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise à ce stade dénommée C25. Cette société a financé en partie l'opération par un endettement externe de 2 820 millions d'euros.

EDF cédera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société.

Au 31 décembre 2016, la société C25 reste détenue à 100 % par EDF, et cette opération n'a pas d'impact sur les comptes du Groupe, hormis le reclassement en actifs et passifs détenus en vue de leur vente de 49,9 % des éléments du bilan de la société C25 (voir note 46).

Suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, les titres de la société C25 peuvent être affectés au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF. À fin 2016, 75,93 % des titres de la société C25 sont ainsi affectés aux actifs dédiés (voir note 47.3). À l'issue de l'opération, le solde de la participation d'EDF dans la société C25 (50,1 %) sera affecté au portefeuille d'actifs dédiés.

3.5.2 EDF : projet de cession des actifs d'EDF Polska

Le 26 octobre 2016, au terme d'un processus concurrentiel ouvert, EDF a annoncé l'entrée en négociations exclusives avec IFM Investors, qui a remis au Groupe une offre ferme pour le rachat de ses activités de cogénération (chaleur et électricité) en Pologne. La centrale thermique au charbon de Rybnik (capacité de 1,8 GW) faisait l'objet d'un processus de cession séparé pour lequel le groupe EDF était en négociation exclusive avec EPH.

La finalisation de ces deux transactions nécessitait la scission préalable d'EDF Polska en deux entités autonomes, regroupant d'un côté les actifs de cogénération et de l'autre, Rybnik. Le gouvernement polonais a communiqué au groupe EDF le 12 décembre 2016 la décision de ne pas autoriser cette scission.

Compte tenu du processus de cession en cours des actifs d'EDF Polska, les actifs et passifs concernés ont été reclassés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (note 46).

Le 27 janvier 2017, un protocole d'accord a été signé entre EDF et un consortium composé des entreprises polonaises Polska Grupa Energetyczna (PGE), Enea, Energa et PGNiG Termika, en vue de la cession des titres d'EDF Polska SA et de Kogeneracja SA.

3.5.3 EDF finalise avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt

Le 5 décembre 2016, EDF a signé avec l'entreprise nationale de service public Első Nemzeti Közműszolgáltató Zrt (ENKSZ), contrôlée à 100 % par l'État hongrois, un accord définitif pour la cession de la totalité du capital de sa filiale hongroise EDF Démász.

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46) les actifs et passifs concernés par cette opération.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász. Cette annonce fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

La transaction, qui valorise les 100 % d'EDF dans EDF Démász à environ 400 millions d'euros, constitue pour EDF une nouvelle avancée dans la réalisation du plan de cessions du Groupe sur la période 2015-2020.

3.5.4 EDF Trading et JERA : projet de cession des activités de négoce de charbon

Le 21 décembre 2016, EDF Trading a signé un accord engageant concernant la vente de son activité de charbon et de fret associé à JERA Trading Singapore. À l'issue de la transaction, EDF Trading détiendra un tiers des parts de la nouvelle société de *trading* (JERA Trading) qui devrait être opérationnelle à la fin du premier semestre 2017.

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 46) les actifs et passifs concernés par cette opération.

3.6 CESSION PARTIELLE DE LA CRÉANCE CSPE

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) qu'il détient sur l'État à raison du déficit de compensation de la CSPE accumulé au 31 décembre 2015.

Cette créance a été cédée à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'endettement financier net (EFN) (tel que défini en note 38.3) à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

3.7 PROTOCOLE D'INDEMNISATION RELATIF À LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'Entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

1. *Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.*

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe installation nucléaire de base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

3.8 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2015

3.8.1 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie avait fixé par arrêté à 25 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2011, l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constituait un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera 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.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté s'est substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel le groupe EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes consolidés.

La prise en compte de ce coût a eu pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a eu un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

3.8.2 Edison : arbitrage des contrats gaz d'approvisionnement à long terme

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce internationale avait notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'était traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

3.8.3 Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1er janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché.

Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un nouveau recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Ce recours est actuellement pendant.

EDF en a traduit les conséquences sur ses comptes consolidés au 31 décembre 2015 de la façon suivante :

- de façon symétrique aux impacts qui avaient été enregistrés dans les comptes au 31 décembre 2009 :
  - le principal d'impôt, soit 889 millions d'euros, est comptabilisé en diminution des capitaux propres consolidés du Groupe,
  - les intérêts financiers associés s'élèvent à 494 millions d'euros et sont comptabilisés en « Autres produits et charges financiers » pour la part concernant EDF et Enedis et en « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » pour la part relative à RTE. L'impact sur le résultat net part du Groupe est de (354) millions d'euros ;

- en contrepartie, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions ;
- la valeur des titres RTE diminue ainsi à hauteur de sa quote-part dans le montant du principal et des intérêts nets d'impôts (en « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »).

Cette décision s'était traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 906 millions d'euros, effet net d'impôt aux bornes du Groupe.

3.8.4 Émissions obligataires seniors

EDF avait lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 2,35 % ;
- obligation de 500 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 5,25 %.

À cette même date, EDF avait lancé une émission obligataire verte de 1 250 millions de dollars américains, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 3,625 %.

Ces émissions avaient fait suite à l'émission d'une obligation senior « Formosa » conclue le 25 septembre 2015 sur le marché taïwanais pour un montant de 1 500 millions de dollars américains (maturité 30 ans, coupon fixe de 4,75 %).

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

4.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente 2014-2015 par le Conseil d'État

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant, de fait la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1er août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts, fixés sans intégrer la totalité de la régularisation tarifaire constatée à cette date.

La publication au *Journal officiel* (JO) des arrêtés rectificatifs tarifaires 2014-2015 demandés par le Conseil d'État a eu lieu le 2 octobre 2016.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 1 030 millions d'euros (dont 1 018 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2016 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à cette régularisation tarifaire, l'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2016 s'élève à 872 millions d'euros.

4.1.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % du tarif bleu résidentiel en moyenne et de 1,5 % du tarif bleu non résidentiel également en moyenne. Les ministres concernés ont accepté cette proposition, et l'arrêté relatif à ces nouvelles grilles a été publié le 29 juillet 2016 au JO avec date d'effet au 1er août 2016. La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance était fixée au 30 juin 2016.

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement à l'État par mégawattheure vendu. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimente les sites depuis le 1er juillet 2016 sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

La CRE a organisé en novembre 2016 un second appel d'offres afin de répartir les sites restant à cette date en offre transitoire du fait de lots infructueux, de sites qui n'avaient pas été intégrés dans des lots lors du premier appel d'offres ou de sites non basculés dans le périmètre du fournisseur allocataire (environ 2 700). L'appel d'offres ayant été infructueux, ces sites demeurent alimentés en offre transitoire.

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

Indexations TURPE 4

La CRE a publié le 2 juin 2016 la délibération portant décision sur l'évolution au 1er août 2016 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a ainsi augmenté de 1,11 % arrondi à 1,1 %. Cette hausse correspond à une stabilité de l'inflation (0,03 %) et à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP [1]) de 1,08 %.

Le 13 mai 2016, le Conseil d'État avait rejeté la requête de la société Direct Énergie visant à obtenir l'annulation pour excès de pouvoir de la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux Tarifs d'Utilisation d'un Réseau Public d'Électricité dans le domaine de tension HTA ou BT (TURPE 4 Distribution).

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a augmenté de 1,37 % arrondi à 1,4 % au 1er août 2016, correspondant à une stabilité de l'inflation (0,03 %), un apurement du CRCP pour - 0,81 %, et à une prise en compte de l'interruptibilité de 2,15 %.

TURPE 5

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE Transport et le TURPE Distribution pour la période 2017-2020 avec une date d'entrée en vigueur prévue au 1er août 2017.

Le TURPE 5 Transport prévoit une hausse de 6,76 % au 1er août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE, contre 7,25 % pour TURPE 4.

Le TURPE 5 Distribution prévoit une hausse de 2,71 % au 1er août 2017 suivie d'une évolution des tarifs au 1er août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en ajustant cependant la marge sur actifs à 2,6 % (2,5 % pour TURPE 4) et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 % (6,1 % pour TURPE 4).

Le *Journal officiel* du 28 janvier 2017 a publié les trois décisions de la CRE relatives au TURPE 5 : les deux délibérations sur les TURPE 5 Transport et Distribution précitées, ainsi que la délibération du 19 janvier 2017 en réponse à la demande d'une nouvelle délibération émanant de la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des relations internationales sur le climat, par laquelle la CRE maintient sa délibération initiale relative au TURPE 5 Distribution.

EDF a déposé le 3 février 2017 une requête en annulation devant le Conseil d'État à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution.

Décision de la Cour d'Appel de Paris (gaz) et du Conseil d'État (électricité)

La Cour d'Appel de Paris, dans un arrêt rendu le 2 juin 2016, a jugé que la société GRDF (distributeur gaz) devait « supporter, au moins en partie, les coûts de gestion des prestations de services rendues par les fournisseurs » de gaz. Elle a aussi enjoint GRDF de conclure un avenant au contrat d'accès au réseau de distribution (CAD) prévoyant le versement à Direct Énergie et ENI, sociétés requérantes, d'une « rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Elle a, en outre, enjoint GRDF à verser, à titre rétroactif, à Direct Énergie, une rémunération à compter de la signature du contrat CAD, soit le 21 juin 2005.

Sur le fondement de cette décision, EDF a sollicité GRDF pour obtenir la rémunération des prestations réalisées pour le compte du gestionnaire de réseau gaz à compter de la signature du contrat CAD.

Cette décision, dans le domaine du gaz, s'est accompagnée, le 13 juillet 2016, dans le domaine de l'électricité de l'annulation par le Conseil d'État de la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui a mis en place un mécanisme de régulation asymétrique.

Le Conseil d'État considère que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne peut légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs.

La portée de cette décision, qui ouvre droit à rémunération pour les fournisseurs en électricité, est en cours d'analyse par le Groupe. Le 23 décembre 2016, la société Engie a assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de Commerce de Paris. La procédure est en cours.

La CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 prévoit à ce titre la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique par les GRD sans en préciser les modalités de calcul. Celles-ci seront décidées par la CRE au 2e trimestre 2017, à l'issue d'une consultation publique, comme annoncé dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2017. Cette rémunération rentrera dans les charges couvertes par le TURPE.

4.3 AUTORISATION PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE DU MÉCANISME RÉVISÉ DE CAPACITÉ FRANÇAIS

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le marché de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a mis un terme à l'enquête approfondie ouverte un an plus tôt à l'encontre de la France et a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1er janvier 2017. L'arrêté du 8 novembre 2016 définit les modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH (voir note 4.5).

La décision de la Commission européenne résulte des engagements pris par les pouvoirs publics français de modifier le mécanisme sur trois volets principaux :

- faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en permettant aux nouvelles capacités, sous condition, d'obtenir des certificats d'une durée de sept ans ;
- introduire la possibilité pour les exploitants de capacités situées dans les États membres voisins de participer au mécanisme français, en fonction de la capacité disponible aux interconnexions aux heures de pointe ;
- accroître la transparence du mécanisme et instaurer des mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

La modification des règles du mécanisme, intervenue en novembre 2016, a permis la mise en œuvre de la troisième mesure.

Les deux autres mesures nécessitent des modifications supplémentaires des règles et entreront en vigueur à partir de 2019. Les acteurs du marché de capacité seront consultés sur les évolutions des règles courant 2017.

Une première session de marché a été organisée par EPEX Spot le 15 décembre 2016. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentent 22,6 GW. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW. Pour 2017, ce prix d'équilibre définit également le « prix de référence marché » de la capacité.

Le prix de la capacité sera répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs.

De nouvelles enchères auront lieu en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

1. *Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.*

4.4 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Le mécanisme de financement et de compensation des charges de service public de l'énergie a pour objet d'indemniser les opérateurs auxquels sont assignées un certain nombre de charges de service public de gaz et d'électricité. EDF en est l'opérateur prépondérant [1].

Les charges couvertes par le mécanisme

Le mécanisme actuellement en vigueur est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Il est piloté par l'État, qui en assure le financement dans son budget avec le concours de la CRE, qui calcule et propose à l'État les montants de charges à compenser pour chaque opérateur. Ainsi, les charges de service public de l'énergie sont intégrées au budget de l'État dans deux comptes spécifiques :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui couvre notamment les dépenses supportées par les opérateurs obligés, comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des énergies renouvelables (EnR) et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF et le remboursement du trop-versé de la taxe TICFE (renommée CSPE) par les industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un second compte intitulé « Service public de l'énergie » du budget général de l'État qui couvre les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI).

Les ressources du mécanisme

Le financement du mécanisme est assuré par des recettes provenant de quatre taxes sur les consommations d'énergie (la TICFE pour l'électricité, la TICC pour les charbons et assimilés, la TICGN pour le gaz naturel et la TICPE pour les carburants) dans des proportions variables.

Pour l'année 2016, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été alimenté par la totalité des recettes de la TICFE et par 2,16 % des recettes de la TICGN. Les recettes des autres taxes contribuent au financement du budget général sans pour autant être directement affectées à un poste de dépense particulier.

À partir du 1er janvier 2017, le financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » est assuré par les recettes des taxes sur les énergies carbonées : principalement par la TICPE et, en complément, par la TICC. Les autres taxes, dont la TICFE, contribuent au financement du budget général.

Le niveau de la TICFE (renommée CSPE) est resté stable en 2016, soit 22,5 €/MWh pour son taux plein, et entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh pour les taux réduits applicables aux consommateurs électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée et d'électro-intensivité. Ces niveaux restent inchangés dans la loi de finances pour 2017.

La compensation des charges supportées par EDF en 2016

Les charges à compenser à EDF au titre de 2016 s'élèvent à 6 365 millions d'euros, en hausse de 1 % par rapport à 2015. Cette légère augmentation s'explique principalement par une hausse du coût des obligations d'achat principalement due à la croissance en volume des EnR liée au développement du parc de production EnR en France, en partie compensée par une baisse des charges liées aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées. Les montants encaissés en 2016 s'établissent à 6 357 millions d'euros, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015.

Le remboursement du déficit historique antérieur à la réforme

L'État a pris le 2 décembre 2016 un arrêté dans lequel il fixe le montant définitif de la créance due à EDF au 31 décembre 2015 lié aux déficits de compensation cumulés pour la période passée (5 780 millions d'euros pour le principal hors intérêts 2015). Cet arrêté établit également un échéancier annuel de remboursement d'ici 2020 de cette créance.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la compensation des charges de service public de l'énergie qu'elle détient sur l'État à raison du déficit de compensation accumulé au 31 décembre 2015. Cette créance a été cédée à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

À partir de 2017, suite à cette opération, EDF percevra 73,6 % (quote-part de la créance non cédée) des flux de remboursement de la créance et des intérêts associés versés par l'État.

4.5 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix, le marché de gros est devenu sur la majeure partie de l'année une source d'approvisionnement attractive ; en conséquence, les souscriptions ARENH ont été nulles à la fois lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016 et lors du guichet de mi-année destiné à la fourniture du second semestre 2016.

En revanche, la souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet de novembre-décembre 2016 a été massive (40,8 TWh fermes pour le premier semestre 2017). En effet, la remontée extrêmement rapide des prix *forward* 2017 (notamment sur le premier trimestre, tirant l'ensemble de l'année vers le haut) dans les semaines précédant le guichet de novembre-décembre 2016 les a conduits à dépasser le prix de l'ARENH, de 42 €/MWh, qui intègre également la valeur des garanties de capacités.

Les arrêtés des 8 et 14 novembre 2016 ont fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

1. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Sur l'exercice 2016, le Groupe ne connaît pas de variation significative de périmètre. En revanche, les cessions de participations ne donnant pas le contrôle, hormis la cession partielle d'HPC traitée en note 3.2, concernent les entités suivantes :

5.1 GROUPE DALKIA : CESSION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR

Le fonds Amundi Transition Énergétique (ATE), société commune entre EDF et Amundi, a pris une participation dans le capital des entités Cogestar 1 et 2 le 16 décembre 2016 correspondant à 70 % des parts en capital pour 53 millions d'euros. Dalkia conserve 30 % du capital et demeure le prestataire exclusif des entités Cogestar pour toute la durée de vie des actifs de cogénération détenus par ces dernières.

L'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des entités Cogestar confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. La cession des titres à ATE, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est sans impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

L'opération inclut une émission obligataire (exclusivement des obligations convertibles en actions) par les entités Cogestar pour un montant global de 86 millions d'euros à souscrire par ATE. Les obligations convertibles sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 (voir note 27.4).

Cette opération est présentée dans les flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

5.2 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION SUR L'EXERCICE 2015

5.2.1 Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt)

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF avait finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) avec EP Energy.

Cette opération n'a pas eu d'impact significatif sur les comptes du Groupe clos au 31 décembre 2015.

5.2.2 Estag

Le groupe EDF avait finalisé le 21 décembre 2015 la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Energie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature, en juillet 2015, d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette vente.

Cette opération n'avait pas eu d'impact significatif sur les comptes du Groupe clos au 31 décembre 2015.

5.2.3 Accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus

Les actionnaires d'EDF Luminus, Publilec, Socofe, Ethias et Nethys, et le groupe EDF avaient signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui prolonge celle-ci jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- maintien de quatre actionnaires belges, qui bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publilum et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

Note 6 Informations sectorielles

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

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.

Suite aux changements réglementaires intervenus en France fin 2015 (fin des tarifs réglementés jaunes et verts et ouverture aux offres de marchés), le Groupe a modifié son information sectorielle présentée dans les tableaux de la note 6.1 en introduisant un secteur opérationnel « France – Activités de production et commercialisation » et un secteur « France – Activités régulées » en lieu et place du secteur « France ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont désormais les suivants :

- « **France – Activités de production et commercialisation** » ;
- « **France – Activités régulées** », qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg (auparavant rattachée au secteur des « Autres métiers ») ;
- « **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 électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **Autres métiers** », qui comprend en particulier les entités EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru et EDF Investissements Groupe. Le secteur « Autres activités » a été renommé « Autres métiers ».

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	34 137	5 387	9 266	11 105	5 138	6 170	–	71 203
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 054	10 341	1	20	148	1 564	(13 128)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	**35 191**	**15 728**	**9 267**	**11 125**	**5 286**	**7 734**	**(13 128)**	**71 203**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 156**	**5 102**	**1 713**	**641**	**711**	**2 091**	**–**	**16 414**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 265**	**2 395**	**486**	**(255)**	**213**	**1 410**	**–**	**7 514**
Bilan :								
Goodwill	–	223	7 818	2	13	867	–	8 923
Immobilisations incorporelles et corporelles	47 136	57 305	13 353	6 887	2 242	11 780	–	138 703
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	355	2 558	59	104	4 587	982	–	8 645
Autres actifs sectoriels (1)	30 098	4 281	4 386	2 696	738	8 118	–	50 317
Actifs détenus en vue de la vente	–	2 623	–	–	2 115	482	–	5 220
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	–	69 833
TOTAL ACTIF	**77 589**	**66 990**	**25 616**	**9 689**	**9 695**	**22 229**	**–**	**281 641**
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(2 681)	(2 674)	(1 069)	(558)	(378)	(606)	–	(7 966)
Pertes de valeur	(65)	–	(81)	(159)	(194)	(140)	–	(639)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	38	4 782	400	641	1 063	–	6 924
Investissements corporels et incorporels	5 752	3 779	1 911	436	497	2 022	–	14 397

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 647 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2015

L'information au 31 décembre 2015 a été retraitée selon la nouvelle segmentation opérationnelle (voir note 6.1).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	36 098	4 323	11 618	11 677	5 634	5 656	–	75 006
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 229	11 095	4	17	193	1 632	(14 170)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	**37 327**	**15 418**	**11 622**	**11 694**	**5 827**	**7 288**	**(14 170)**	**75 006**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 936**	**4 719**	**2 242**	**1 345**	**609**	**1 750**	**–**	**17 601**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 387**	**2 322**	**(217)**	**(814)**	**(382)**	**984**	**–**	**4 280**
Bilan :								
Goodwill	–	223	9 163	–	15	835	–	10 236
Immobilisations incorporelles et corporelles	45 338	55 837	14 668	7 350	3 907	12 103	–	139 203
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	466	5 159	61	171	4 891	777	–	11 525
Autres actifs sectoriels (1)	27 461	3 789	5 044	3 196	1 033	7 087	–	47 610
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	–	70 367
TOTAL ACTIF	**73 265**	**65 008**	**28 936**	**10 717**	**9 846**	**20 802**	**–**	**278 941**
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(3 228)	(2 507)	(1 416)	(856)	(461)	(541)	–	(9 009)
Pertes de valeur	(259)	–	(1 096)	(1 420)	(473)	(252)	–	(3 500)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	37	3 174	633	640	1 007	–	5 491
Investissements corporels et incorporels	5 695	3 657	1 823	587	696	2 331	–	14 789

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 643 millions d'euros.

6.2 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 également les activités de *trading* de matières premières ;
- « Distribution » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « Autres » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éolienne, photovoltaïque…).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2016 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [1]	24 247	15 202	75	39 524
■ dont International et autres métiers	26 652	145	4 882	31 679
CHIFFRE D'AFFAIRES	**50 899**	**15 347**	**4 957**	**71 203**
2015 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [1]	25 477	14 865	79	40 421
■ dont International et autres métiers	29 787	148	4 650	34 585
CHIFFRE D'AFFAIRES	**55 264**	**15 013**	**4 729**	**75 006**

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

Compte de résultat

Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	68 128	72 768
Autres ventes de biens et de services	2 051	1 557
Trading	1 024	681
CHIFFRE D'AFFAIRES	**71 203**	**75 006**

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires réalisé au Royaume-Uni et en France.

Au Royaume-Uni, la baisse du chiffre d'affaires s'explique notamment par la baisse des prix de marché de l'électricité et par le contexte de forte concurrence. Le chiffre d'affaires du Royaume-Uni est également impacté défavorablement par la dépréciation de la livre sterling.

En France, l'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 est principalement liée à un contexte de concurrence accrue (fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert) et à la baisse des prix de marché de l'électricité. Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire, liée principalement à des demandes de contrôles de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), a entraîné une forte diminution de l'offre sur les marchés de gros.

Ces diminutions du chiffre d'affaires ont été partiellement compensées en France par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de ventes relative à la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015 pour 1 030 millions d'euros (voir note 4.1) et par un effet climatique favorable, ainsi que par la bonne performance d'EDF Trading en Europe.

Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 639)	(13 572)
Achats d'énergie	(14 805)	(15 870)
Charges de transport et d'acheminement	(9 017)	(9 462)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(110)	(209)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	521	338
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(36 050)**	**(38 775)**

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), 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).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Services extérieurs	(11 177)	(11 631)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 486)	(2 617)
Production stockée et immobilisée	4 728	4 509
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	33	213
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(8 902)**	**(9 526)**

Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes sont en diminution sur l'ensemble des secteurs opérationnels, et au global de l'ordre de - 6 % par rapport à 2015.

Note 10 Charges de personnel

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Rémunérations	(7 860)	(7 878)
Charges de sécurité sociale	(1 885)	(1 867)
Intéressement et participation	(218)	(274)
Autres contributions liées au personnel	(366)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(236)
Avantages à court terme	**(10 571)**	**(10 643)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(939)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(839)	(949)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 778)**	**(1 901)**
Autres avantages à long terme	(190)	11
Indemnités de fin de contrat	(4)	4
Autres charges de personnel	**(194)**	**15**
CHARGES DE PERSONNEL	**(12 543)**	**(12 529)**

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2016	2015
Statut IEG	103 275	104 186
Autres	51 533	52 126
EFFECTIFS MOYENS	**154 808**	**156 312**

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.5.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts et taxes sur rémunérations	(265)	(258)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 566)	(1 505)
Autres impôts et taxes	(1 825)	(1 878)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 656)**	**(3 641)**

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.

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Subventions d'exploitation	12.1	6 765	6 552
Résultat de déconsolidation	12.2	290	319
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	108	138
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(17)	(10)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		41	(168)
Autres produits et charges	12.3	(825)	235
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**6 362**	**7 066**

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 510 millions d'euros en 2016 (6 320 millions d'euros en 2015). L'évolution s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie éolienne et photovoltaïque et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2016 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 357 millions d'euros (340 millions d'euros en 2015) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 230 millions d'euros (236 millions d'euros en 2015).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux certificats d'économie d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, ces derniers étant en augmentation par rapport à 2015.

Par ailleurs, les autres produits et charges intégraient principalement en 2015 les effets, pour la part relative aux exercices antérieurs, de l'arbitrage favorable à Edison dans le cadre des révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz (voir note 3.8.2).

Note 13 Pertes de valeur/reprises

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Pertes de valeur sur goodwill	18	–	(34)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(159)	(210)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(480)	(3 256)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(639)**	**(3 500)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2015 s'élevaient à (3 500) millions d'euros et concernaient principalement :

- les actifs thermiques du Groupe (charbon, gaz, stockage gaz) en Europe (principalement Royaume-Uni, Italie, Belgique, Pologne, Allemagne) à hauteur de (2 281) millions d'euros ;
- les actifs d'exploration-production d'Edison pour (551) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2016 s'élèvent à (639) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 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 en 2016 et certaines hypothèses clés retenues.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable *(en millions d'euros)*	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2016 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 819	6,4 %	–	–
Italie	Marque Edison	945	7,1 % – 9,3 %	2,0 %	–
Autres métiers	Goodwill Dalkia	496	4,7 %	1,5 %	–
	Marque Dalkia	130	5,2 %	1,5 %	
Autres pertes de valeur		–	–	–	(37)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(37)**

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2016 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	Stockages gaz	Niveaux de volatilité des prix durablement bas	6,2 %	(44)
Italie	Actifs d'Edison (*Power* et E&P)	Baisse des prix *forward* de l'électricité et baisse des volumes pour les activités E&P	6,1 % – 9,7 %	(160)
Autres métiers	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Sous-performance de certaines activités et durcissement du contexte régulatoire en Pologne	4,0 % – 12,8 %	(127)
Autre International	UGT d'EDF Polska	Réorganisation opérationnelle	7,6 %	(197)
France – Production-Commercialisation		Fermeture de certaines tranches fioul		(28)
Autres pertes de valeur				(46)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(602)**

Hypothèses générales

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement en baisse par rapport au 31 décembre 2015 (baisse de l'ordre de 30 à 50 points de base) en cohérence avec la baisse des taux sans risque. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation dont les principaux résultats sont détaillés ci-dessous.

L'environnement de marché en 2016 reste dégradé et volatil, dans le prolongement des conditions observées en 2015. La faiblesse des prix de marché de l'électricité et des matières premières pèse sur la rentabilité des actifs de production traditionnels (essentiellement thermiques), et l'introduction récente des mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, ne permet pas encore de rétablir une rémunération suffisante pour ces moyens de production.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont en deçà des niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent, qui avait servi de base aux premières évaluations de pertes de valeur au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Ils sont toutefois globalement supérieurs aux données observées mi-janvier 2016, sur la base desquelles des analyses de sensibilité avaient été réalisées et qui avaient conduit, le cas échéant, à des dépréciations complémentaires comptabilisées dans les états financiers au 31 décembre 2015 (actifs E&P d'Edison en particulier).

La trajectoire au-delà de l'horizon de marché prévoit une remontée des prix de l'électricité. Sur l'horizon moyen terme, cette trajectoire est toutefois en deçà de celle retenue fin 2015 (baisse d'environ 5 à 10 euros du mégawattheure selon les pays) du fait, essentiellement, de la révision à la baisse des courbes de prix des combustibles gaz et charbon, principales hypothèses déterminantes du prix de l'électricité. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable et, en conséquence, des résultats des tests de dépréciation, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme.

À fin 2016, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'amène pas à modifier les traitements retenus au 31 décembre 2015 :

- les pertes de valeur comptabilisées en 2015 au titre des actifs thermiques et d'exploration restent justifiées en 2016 ;
- la révision à la baisse, entre 2015 et 2016, du scénario de référence sur la trajectoire de remontée des prix de l'électricité impacte la valorisation des actifs du Groupe majoritairement rémunérés en base mais ne remet pas en cause la constatation d'un excédent entre les valeurs recouvrables déterminées au travers des tests et les valeurs comptables.

Royaume-Uni – EDF Energy

Les risques relatifs aux actifs thermiques (d'une part, la faiblesse des niveaux de volatilité des prix pour les actifs de stockage gaz et, d'autre part, la faiblesse des *spread* et des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité pour les autres actifs thermiques) avaient été intégrés dans le cadre de la revue de la valeur des actifs en 2015. Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable du CCGT West Burton B et des centrales charbon s'est légèrement améliorée, en lien avec un environnement de marché un peu plus favorable (appréciation des *clean spark spread,* introduction au Royaume-Uni d'une enchère de capacité additionnelle en 2017-2018) et des plans d'économie mis en œuvre par l'entité. Néanmoins, le contexte de marché reste globalement dégradé et des incertitudes demeurent (marché de capacité, Brexit…).

Au 31 décembre 2016, une dépréciation additionnelle de (44) millions d'euros a été comptabilisée au titre des stockages gaz en raison de la réalisation d'investissements obligatoires et de niveaux de volatilité des prix durablement bas ne permettant pas aujourd'hui de recouvrer les montants engagés.

Les analyses de sensibilité réalisées sur les marges des actifs thermiques et détaillées ci-après ne remettent pas en cause les conclusions des tests à fin 2016 :

- une variation de 5 % des *clean dark spread* aurait un impact d'environ 7 % sur la valeur recouvrable des centrales charbon, sans remise en cause de l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable ;
- une variation de 5 % des *clean spark spread* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B, sans remise en cause de l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable ;
- une variation de 5 % de la volatilité des prix aurait un impact limité en valeur absolue sur le risque relatif aux stockages gaz.

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B, de type REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy est sensible à la révision à la baisse, entre 2015 et 2016, de la trajectoire de remontée des prix de l'électricité sur le moyen terme mais reste toutefois supérieure à sa valeur comptable. Les sensibilités menées sur la courbe de prix de référence ne remettent pas en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, issu du test de dépréciation.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7 818 millions d'euros au 31 décembre 2016 (soit 6 694 millions de livres sterling). 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 en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point, projet aujourd'hui confirmé avec la signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. 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 test est basé sur un coût de construction du projet de 18 milliards de livres sterling en nominal et d'une mise en service fin 2025 du premier réacteur, en cohérence avec la décision finale d'investissement.

Des analyses de sensibilité de la valeur recouvrable d'EDF Energy aux hypothèses retenues sur Hinkley Point C ont spécifiquement été menées à fin 2016 ; l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste substantiel dans les cas illustratifs suivants :

- une augmentation des coûts du projet d'Hinkley Point C de 2,7 milliards de livres sterling, soit 15 % du coût total du projet, réduirait la marge du test d'EDF Energy de 20 % ;
- une simulation avec un décalage de la mise en service d'Hinkley Point C de 4 ans associé à un surcoût du projet de 4,4 milliards de livres sterling, soit environ 25 % du coût total du projet, réduirait la marge du test d'EDF Energy de 53 %.

Le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling. Les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO_2 et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », d'un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

Des pertes de valeur d'un montant de (1 419) millions d'euros avaient été constatées en 2015 au titre des actifs de production d'électricité (thermiques et renouvelables) et d'exploration-production d'Edison.

Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable de la majorité des actifs est stable ou en légère amélioration du fait d'un environnement de marché court terme légèrement plus favorable qu'en janvier 2016 (*clean spark spread* et prix du Brent) associé à une maîtrise des trajectoires de coûts et d'investissements. Des risques additionnels ont toutefois été mis en évidence en 2016 sur (i) certains champs d'exploration-production pénalisés notamment par la baisse des volumes et (ii) les actifs hydrauliques négativement impactés par les prix *forward*. Il en résulte la comptabilisation d'une perte de valeur de (160) millions d'euros au 31 décembre 2016.

- S'agissant des actifs thermiques, les sensibilités réalisées sur les *clean spark spread* (plus ou moins un euro du mégawattheure) ne remettent pas en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.
- S'agissant des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, les sensibilités réalisées sur le prix de l'électricité (plus ou moins un euro du mégawattheure) ont un faible impact sur le niveau de dépréciation des actifs hydrauliques et un impact non significatif sur la valeur recouvrable des actifs éoliens, non susceptible de remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.
- Une hausse de 50 points de base du CMPC retenu pour la valorisation des actifs de production d'électricité mettrait en évidence un risque additionnel d'environ (50) millions d'euros.
- Une baisse de 5 % des prix du gaz et du pétrole entraînerait un risque de dépréciation additionnel des actifs d'exploration-production d'environ (45) millions d'euros. Une variation du CMPC de 50 points de base aurait en revanche un impact marginal sur l'appréciation du risque sur ces mêmes actifs.

Autre international

EDF Polska

Dans le cadre de la revue stratégique de son portefeuille d'actifs, le Groupe a procédé à une réorganisation dans la gestion de ses centrales thermiques en Pologne, en distinguant les branches de cogénération – qui bénéficient de tarifs régulés de chaleur – des branches de production d'électricité uniquement. Le test de dépréciation est désormais effectué sur deux Unités Génératrices de Trésorerie distinctes (UGT Cogénération et UGT Électricité), là où était considérée jusqu'alors une seule entité EDF Polska. Il en résulte la constatation d'une perte de valeur de (197) millions d'euros au titre de l'UGT Électricité, au sein de laquelle les actifs sont pleinement exposés aux prix de marché de l'électricité. Cette dépréciation a été enregistrée au 30 juin 2016. Sur le second semestre 2016, le Groupe a fait part de sa décision de vendre les actifs d'EDF Polska et les a ainsi reclassés en actifs non courants détenus en vue de la vente conformément à la norme IFRS 5 (voir notes 3.5.2 et 46).

EDF Luminus

La révision à la baisse, entre 2015 et 2016, de la trajectoire des prix de l'électricité sur le moyen terme a conduit à la mise en œuvre d'un test de dépréciation au 31 décembre 2016. Après actualisation de ces hypothèses en 2016, la différence entre les flux de trésorerie actualisés et la valeur comptable du test demeure positive. Les sensibilités menées sur les hypothèses clés (scénario de prix et taux d'actualisation notamment) ne remettent pas en cause les conclusions.

Autres métiers

EDF Énergies Nouvelles

En 2016, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles. Ces dépréciations concernent essentiellement une usine biogaz aux États-Unis dont la viabilité est aujourd'hui remise en cause et des parcs éoliens en Pologne pénalisés par un changement législatif (augmentation des taxes locales) ainsi que par la diminution du prix des certificats verts.

Dalkia

Au 31 décembre 2016, le goodwill de Dalkia ressort à 496 millions d'euros ; il 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 long terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. D'après les hypothèses actualisées en 2016, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation, pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise en 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 2016 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France

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 n'inclut aucun goodwill.

La baisse durable des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et à long terme, dans un contexte d'exposition croissante aux prix de marché avec la fin des tarifs réglementés jaunes et verts au 1er janvier 2016, a constitué un indice de perte de valeur ayant conduit à une revue de la valeur du parc de production France au 31 décembre 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs avec un CMPC après impôt de 5,4 %. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée à 63,2 GW conformément à la Loi de Transition Énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 $euros_{2015}$ du kilowatt a été prise en compte dès 2017. Cette hypothèse est cohérente avec le prix établi à l'occasion des premières enchères du mécanisme de capacité français organisées sur EPEX Spot le 15 décembre 2016.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France.

Les hypothèses structurantes du test sont notamment la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à moyen et long terme, le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements ainsi que l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Compte tenu des décisions de mise à l'arrêt échelonnée des tranches fioul, la valeur comptable de la tranche 1 de Porcheville est intégralement dépréciée au 31 décembre 2016, soit une perte de valeur de (28) millions d'euros.

Autres pertes de valeur sur actifs

Par ailleurs, le Groupe a identifié certains indices de perte de valeur sur des actifs spécifiques conduisant à comptabiliser des pertes de valeur pour un montant de (46) millions d'euros.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2016 à hauteur de (481) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2016 intègrent principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable d'un litige avec l'État hongrois. Ce versement est consécutif à l'arbitrage rendu par la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye suite à des demandes d'indemnisation pour la perte des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) et de remboursement des coûts échoués.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2015 intégraient principalement les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir notes 3.8.1 et 29.1.2) ;
- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 29.1.3) minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario (voir notes 29.1.2 et 29.1.3), soit un effet net de 258 millions d'euros ;
- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie, et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie (voir note 31.1.2) ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies (voir note 31.1.2).

Note 15 Résultat financier

15.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 907)	(1 955)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(11)	(9)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	122	(57)
Résultat net de change sur endettement	(31)	27
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 827)**	**(1 994)**

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Cette charge d'actualisation est en augmentation, en lien avec la baisse de taux d'actualisation réel (voir note 29.1.5.1).

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2016	2015
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 048)	(1 070)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs (1)	(2 278)	(1 639)
Autres provisions et avances	(91)	(103)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 417)**	**(2 812)**

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	20	13
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	775	1 174
Produits (charges) sur autres actifs financiers	398	408
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(46)	(96)
Autres charges financières	(263)	(491)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	43	132
Produits sur les actifs de couverture	547	538
Intérêts d'emprunts capitalisés	437	540
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**1 911**	**2 218**

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2016, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 428 millions d'euros (972 millions d'euros en 2015).

En 2015, les autres charges financières intègrent notamment des intérêts financiers dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour (360) millions d'euros (voir note 3.8.3).

Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts courants	(1 886)	(1 028)
Impôts différés	498	545
TOTAL	**(1 388)**	**(483)**

L'augmentation de la charge d'impôt du Groupe s'explique principalement par la hausse du résultat avant impôt, notamment du fait des pertes de valeur enregistrées en 2015.

En 2016, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 458) millions d'euros et des autres filiales pour (428) millions d'euros (respectivement (467) millions d'euros et (561) millions d'euros en 2015).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2016	2015
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**4 181**	**1 692**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	**(1 440)**	**(643)**
Différences de taux d'imposition	119	229
Différences permanentes	(163)	(266)
Impôts sans base	286	222
Actifs d'impôts différés non reconnus	(189)	(24)
Autres	(1)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 388)**	**(483)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**33,20 %**	**28,55 %**

L'augmentation du taux effectif d'impôt en 2016 s'explique principalement par un impact des diminutions des taux d'impôt en France et au Royaume-Uni plus faible que celles de 2015.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2016 :
  - les impacts positifs des baisses des taux d'imposition à compter de 2020 en France de 34,43 % à 28,92 % et au Royaume-Uni de 18 % à 17 %, s'élevant respectivement à 69 millions d'euros et 68 millions d'euros,
  - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 200 millions d'euros ;
- pour 2015 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 229 millions d'euros, dont 158 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni d'ici 2020 et 142 millions d'euros relatifs à l'annulation de la taxe « Robin Hood » en Italie, suite à la décision de la Cour Constitutionnelle,
  - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 225 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts différés actifs	2 713	2 590
Impôts différés passifs	(4 122)	(4 315)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1ER JANVIER	**(1 409)**	**(1 725)**
Variation en résultat net	498	547
Variation en capitaux propres	33	(147)
Écarts de conversion	185	(75)
Mouvements de périmètre	60	(1)
Autres mouvements	2	(8)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(631)**	**(1 409)**
Dont impôts différés actifs	1 641	2 713
Dont impôts différés passifs	(2 272)	(4 122)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2016 est liée à hauteur de (191) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((152) millions d'euros sur l'exercice 2015) et pour 224 millions d'euros aux justes valeurs des instruments financiers et actifs financiers disponibles à la vente (5 millions d'euros sur l'exercice 2015).

Les variations des montants d'impôts différés actifs et passifs sont liées principalement à la présentation en net de la situation fiscale latente du groupe fiscal France.

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 344)	(6 458)
Provisions pour avantages du personnel	6 051	7 292
Autres provisions et pertes de valeur	377	395
Instruments financiers	232	(58)
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 279	1 171
Autres	48	46
Impôts différés actifs et passifs	**2 643**	**2 388**
Impôts différés actifs non reconnus	(3 274)	(3 797)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(631)**	**(1 409)**

Au 31 décembre 2016, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 274 millions d'euros (3 797 millions d'euros au 31 décembre 2015) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 385 millions d'euros (2 912 millions d'euros au 31 décembre 2015) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle s'élève à 734 millions d'euros (747 millions d'euros en 2015) et correspond principalement à des pertes, dont l'expiration se situe entre 2029 et 2035.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 438 millions d'euros (370 millions d'euros en 2015) et se situent principalement aux États-Unis pour 135 millions d'euros (128 millions d'euros en 2015) et en France pour 111 millions d'euros (89 millions d'euros en 2015), ainsi qu'au Canada et en Italie. Ils 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 compte tenu des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 17 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)	2016	2015
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	2 851	1 187
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(582)	(591)
Effet des instruments dilutifs	–	–
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**2 269**	**596**
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**1 980 632 028**	**1 859 988 148**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**1 980 632 028**	**1 859 988 148**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,15**	**0,32**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,15**	**0,32**

En 2016, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2015 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016 se sont traduits par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 1 862 millions d'euros correspondant à l'émission de 188 997 656 actions.

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Note 18 Goodwill

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 236**	**9 694**
Acquisitions	36	67
Cessions	–	(3)
Pertes de valeur (voir note 13)	–	(34)
Écarts de conversion	(1 298)	532
Autres mouvements	(51)	(20)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**8 923**	**10 236**
Valeur brute à la clôture	9 709	11 122
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(786)	(886)

En 2016, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour (1 298) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2015, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de CRAM et de Cesbron par Dalkia pour 57 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour (34) millions d'euros, dont (20) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Polska ;
- des écarts de conversion pour 532 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon la nouvelle information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
France – Activités régulées	**223**	**223**
Royaume-Uni (EDF Energy)	**7 818**	**9 163**
Italie	**2**	**–**
Autre international	**13**	**15**
Dalkia	496	455
EDF Énergies Nouvelles	177	178
Autres	194	202
Autres métiers	**867**	**835**
TOTAL GROUPE	**8 923**	**10 236**

Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2016
Logiciels	3 577	617	(381)	(135)	(60)	6	3 624
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	–	–	–	–	–	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	690	935	(1 094)	(49)	(1)	(53)	428
Autres immobilisations incorporelles	5 936	341	(19)	(46)	(324)	87	5 975
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 976	87	–	(23)	(1)	(1 044)	995
Valeurs brutes	**12 989**	**1 980**	**(1 494)**	**(253)**	**(386)**	**(1 004)**	**11 832**
Amortissements et pertes de valeur	(4 100)	(992)	394	84	166	66	(4 382)
VALEURS NETTES	**8 889**	**988**	**(1 100)**	**(169)**	**(220)**	**(938)**	**7 450**

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les autres mouvements comprennent le reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR Flamanville 3 en immobilisations corporelles en cours.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2016 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 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 912 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (159) millions d'euros a été enregistrée en 2016.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 572 millions d'euros en 2016.

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2015
Logiciels	2 601	1 036	(116)	41	(4)	19	3 577
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	–	–	–	–	–	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	674	1 227	(1 230)	19	–	–	690
Autres immobilisations incorporelles	5 545	450	(45)	10	(24)	–	5 936
Immobilisations incorporelles en cours	2 220	(264)	–	17	–	3	1 976
Valeurs brutes	**11 850**	**2 449**	**(1 391)**	**87**	**(28)**	**22**	**12 989**
Amortissements et pertes de valeur	(2 966)	(1 263)	141	(6)	7	(13)	(4 100)
VALEURS NETTES	**8 884**	**1 186**	**(1 250)**	**81**	**(21)**	**9**	**8 889**

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2015 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 735 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (210) millions d'euros a été enregistrée en 2015.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 555 millions d'euros en 2015.

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	51 489	50 093
Immobilisations en cours	1 575	1 507
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**53 064**	**51 600**

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2015	**2 468**	**84 021**	**3 756**	**90 245**
Augmentations [1]	147	3 559	320	4 026
Diminutions	(14)	(621)	(167)	(802)
Valeurs brutes au 31/12/2016	**2 601**	**86 959**	**3 909**	**93 469**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(1 291)**	**(36 463)**	**(2 398)**	**(40 152)**
Dotations nettes aux amortissements	(51)	(208)	(174)	(433)
Diminutions	12	543	164	719
Autres mouvements [2]	(7)	(2 013)	(94)	(2 114)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	**(1 337)**	**(38 141)**	**(2 502)**	**(41 980)**
Valeurs nettes au 31/12/2015	**1 177**	**47 558**	**1 358**	**50 093**
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	**1 264**	**48 818**	**1 407**	**51 489**

(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.

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres métiers se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	6 010	6 142
Immobilisations en cours	1 606	1 503
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**7 616**	**7 645**

21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2015	**1 413**	**11 421**	**613**	**549**	**13 996**
Augmentations	51	386	32	43	512
Diminutions	(5)	(42)	(14)	(7)	(68)
Écarts de conversion	(1)	(23)	4	–	(20)
Mouvements de périmètre (1)	(7)	29	(595)	(36)	(609)
Autres mouvements	1	24	1	(3)	23
Valeurs brutes au 31/12/2016	**1 452**	**11 795**	**41**	**546**	**13 834**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(862)**	**(6 303)**	**(319)**	**(370)**	**(7 854)**
Dotations nettes aux amortissements	(28)	(351)	(21)	(4)	(404)
Pertes de valeur nettes de reprises	–	(48)	–	(26)	(74)
Diminutions	5	38	10	6	59
Écarts de conversion	1	13	2	–	16
Mouvements de périmètre (1)	13	85	310	27	435
Autres mouvements	(2)	(4)	–	4	(2)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	**(873)**	**(6 570)**	**(18)**	**(363)**	**(7 824)**
Valeurs nettes au 31/12/2015	**551**	**5 118**	**294**	**179**	**6 142**
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	**579**	**5 225**	**23**	**183**	**6 010**

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations d'EDF Démász reclassées en actifs détenus en vue de la vente.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Au 31 décembre 2016, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (23) millions d'euros et à (74) millions d'euros.

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilisations	46 350	50 197
Immobilisations en cours	24 059	20 688
Immobilisations financées par location-financement	164	184
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**70 573**	**71 069**

Au 31 décembre 2016, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 10 544 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 1 932 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 3 640 millions d'euros, et au terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est intervenue début 2017, pour 1 158 millions d'euros.

La valeur nette comptable des immobilisations de production est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1er janvier 2016 pour (2 044) millions d'euros (voir note 3.1).

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur l'exercice l'effet des immobilisations reclassées en actifs détenus en vue de la vente pour (1 470) millions d'euros et un effet de change de (1 965) millions d'euros, du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Au 31 décembre 2016, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations s'élèvent respectivement à (94) millions d'euros et à (289) millions d'euros.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2015	**13 281**	**66 095**	**21 991**	**17**	**17 073**	**118 457**
Augmentations	555	2 562	1 132	–	1 738	5 987
Diminutions	(247)	(807)	(350)	–	(556)	(1 960)
Écarts de conversion	(163)	(1 733)	(637)	–	13	(2 520)
Mouvements de périmètre (1)	(865)	–	(2 125)	–	(1 412)	(4 402)
Autres mouvements (2)	(7)	841	(47)	–	24	811
Valeurs brutes au 31/12/2016	**12 554**	**66 958**	**19 964**	**17**	**16 880**	**116 373**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2015	**(7 123)**	**(41 412)**	**(13 089)**	**(8)**	**(6 628)**	**(68 260)**
Dotations nettes aux amortissements	(336)	(2 255)	(747)	(2)	(1 111)	(4 451)
Pertes de valeur nettes de reprises	(45)	1	(199)	–	(46)	(289)
Diminutions	130	712	348	–	393	1 583
Écarts de conversion	6	693	448	1	94	1 242
Mouvements de périmètre (1)	521	–	1 439	–	292	2 252
Autres mouvements (3)	(27)	(2 008)	(66)	–	1	(2 100)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	**(6 874)**	**(44 269)**	**(11 866)**	**(9)**	**(7 005)**	**(70 023)**
Valeurs nettes au 31/12/2015	**6 158**	**24 683**	**8 902**	**9**	**10 445**	**50 197**
VALEURS NETTES AU 31/12/2016	**5 680**	**22 689**	**8 098**	**8**	**9 875**	**46 350**

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations des entités en Pologne reclassées en actifs détenus en vue de la vente.
(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 615 millions d'euros (voir note 29.1)
(3) Les autres mouvements concernent principalement l'allongement de la durée d'amortissement des 32 tranches 900 MW du parc REP en exploitation (voir note 3.1).

La dotation nette aux amortissements comptabilisée au résultat à hauteur de (7 966) millions d'euros ((9 009) millions d'euros en 2015) est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) au 31 décembre 2016 pour 965 millions d'euros (voir note 3.1).

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	46	12	28	6	53
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	482	61	212	209	511

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	31/12/2016 Quote-part d'intérêts dans le capital (en %)	31/12/2016 Quote-part de capitaux propres	31/12/2016 Dont quote-part de résultat net	31/12/2015 Quote-part de capitaux propres	31/12/2015 Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE (2)	T	50,10	2 558	403	5 159	457
CENG	P	49,99	2 120	(485)	2 524	(284)
Alpiq (3)	P, D, A, T	25,04	606	–	624	(192)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			**3 361**	**300**	**3 218**	**211**
TOTAL			**8 645**	**218**	**11 525**	**192**

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) Au 31 décembre 2016, la quote-part de RTE présentée est celle qui sera conservée suite à la cession partielle en 2017, la quote-part correspondant à 49,9 % de la participation et destinée à être cédée ayant été reclassée en actifs détenus en vue de leur vente (voir notes 3.5.1 et 46).

(3) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2016.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur l'exercice 2016, (481) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

Sur l'exercice 2015, (549) millions d'euros de pertes de valeur avaient été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises dont (271) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3), (196) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) et (68) millions d'euros sur des participations dans les entreprises associées et coentreprises détenues par Edison.

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	16 627	15 805
Actifs courants	1 862	2 323
Total actif	**18 489**	**18 128**
Capitaux propres	5 106	5 159
Passifs non courants	9 924	8 157
Passifs courants	3 459	4 812
Total des capitaux propres et du passif	**18 489**	**18 128**
Chiffre d'affaires	4 446	4 593
Excédent brut d'exploitation	1 711	1 913
Résultat net	403	457
Endettement financier net	8 539	8 260
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(328)	(230)
Dividendes versés au Groupe	129	177

Au 31 décembre 2015, la valeur des titres RTE a été affectée par la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 (voir note 3.8.3).

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2016, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

Enedis fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2016, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 3 331 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2016 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 85 millions d'euros et 118 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 281 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participait au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2015. RTE a remboursé ce prêt en octobre 2016. Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 30 millions d'euros sur l'exercice 2016 (36 millions d'euros sur l'exercice 2015).

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	10 164	10 409
Actifs courants	1 020	1 019
Total actif	**11 184**	**11 428**
Capitaux propres	4 240	5 048
Passifs non courants	6 521	6 016
Passifs courants	423	364
Total des capitaux propres et du passif	**11 184**	**11 428**
Chiffre d'affaires	1 059	1 095
Excédent brut d'exploitation	305	235
Résultat net	(971)	(568)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	169	434
Dividendes versés au Groupe	–	–

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2016, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1er janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 14,2 TWh sur l'exercice 2016.

23.2.3 Pertes de valeur

Au 31 décembre 2015, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (271) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forward* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 30 juin 2016, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (462) millions d'euros.

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte en premier lieu de la révision à la baisse des scénarios de prix long terme en ligne avec les parutions les plus récentes d'organismes externes (ABB, Cera, EIA) ainsi que de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz. Des résultats en deçà des prévisions sur les dernières enchères de capacité ont également affecté la valeur recouvrable d'une des centrales nucléaires de CENG.

Sur le second semestre 2016, le Groupe n'a pas identifié de nouveau risque au titre de sa participation dans CENG. Les conditions de marché n'ont pas significativement évolué. De plus, le programme de subvention aux centrales nucléaires décidé dans l'État de New York « Zero Emission Credit » (ZEC) a conduit à la signature, le 18 novembre 2016, des contrats entre deux centrales de CENG et l'organisme public *New York State Energy Research and Development Authority*. Les premiers paiements au titre du ZEC devraient intervenir en avril 2017, apportant un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point sur l'horizon du PMT. La mise en place de ce mécanisme vient confirmer les hypothèses de prix carbone retenues jusqu'alors par le Groupe. La pérennité de ce dispositif reste toutefois conditionnée à l'issue des recours judiciaires déjà déposés. La valeur de la participation dans CENG pourrait également être sensible aux évolutions des politiques énergétiques et leurs potentiels impacts sur la vision long terme des fondamentaux de prix et le taux de rendement exigé par les investisseurs.

23.3 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2016 (voir renvoi 3 du tableau de la note 23).

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2015	31/12/2014
Actifs non courants	5 889	6 217
Actifs courants	3 239	3 248
Actifs détenus en vue de la vente	503	400
Total actif	**9 631**	**9 865**
Capitaux propres (1)	3 525	3 919
Passifs non courants	4 148	3 984
Passifs courants	1 905	1 960
Passifs détenus en vue de la vente	53	2
Total des capitaux propres et du passif	**9 631**	**9 865**
Chiffre d'affaires	6 289	6 644
Excédent brut d'exploitation	47	257
Résultat net	(777)	(744)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(160)	(95)
Dividendes versés au Groupe	11	11

(1) Dont 939 millions d'euros d'emprunts hybrides.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après cinq ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2016 est de 549 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

Pour mémoire, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq avaient été comptabilisées au 31 décembre 2015 pour un montant de (196) millions d'euros, correspondant à la quote-part des pertes de valeur comptabilisées dans les comptes semestriels 2015 d'Alpiq publiés en août 2015. Ces pertes de valeur étaient dues à des prix durablement bas sur les marchés de gros, dans un contexte, par ailleurs, de suppression en janvier 2015 du taux plancher de 1,20 de l'euro face au franc suisse (situation défavorable pour la société, qui vend en euros l'essentiel de l'électricité produite par ses centrales situées en Suisse). Dans un environnement de marché particulièrement difficile, Alpiq annonçait simultanément le lancement de mesures structurelles majeures avec l'ouverture jusqu'à 49 % de son portefeuille hydraulique suisse afin de limiter sa dépendance aux prix de gros et de réduire son endettement net.

Suite à la publication par Alpiq de ses comptes semestriels 2016 le 26 août 2016, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de (19) millions d'euros correspondant à la quote-part des pertes de valeur comptabilisées par Alpiq dans ses comptes semestriels 2016. Les pertes de valeur comptabilisées par Alpiq concernaient essentiellement les centrales suisses disposant d'une forte proportion d'énergie en ruban et pénalisées par la révision à la baisse des prix de marché à long terme.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels, Alpiq a rappelé,que, outre l'environnement de marché difficile, les conditions-cadres en vigueur étaient très défavorables aux producteurs d'électricité comme Alpiq, sans réseau réglementé ni clients finaux captifs, ce qui pénalisait la capacité bénéficiaire de la production électrique suisse sur le marché libéralisé. À ce titre, Alpiq a rappelé que la mise en œuvre des mesures structurelles annoncées en mars 2016, incluant l'ouverture du portefeuille hydroélectrique et des désinvestissements dans le cadre de l'allégement stratégique du portefeuille, restait une priorité pour préserver la rentabilité des actifs de production en Suisse.

Le Groupe suivra avec attention la mise en œuvre effective du plan stratégique d'envergure déployé par Alpiq. Si par ailleurs le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2016 en mars 2017, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2017.

Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 923	(19)	10 904	11 104	(17)	11 087
Autre combustible	1 281	(5)	1 276	1 657	(5)	1 652
Autres matières premières	1 413	(296)	1 117	1 500	(276)	1 224
Encours de production de biens et services	197	(46)	151	215	(53)	162
Autres stocks	711	(58)	653	613	(24)	589
TOTAL STOCKS	**14 525**	**(424)**	**14 101**	**15 089**	**(375)**	**14 714**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 182 millions d'euros au 31 décembre 2016 (8 198 millions d'euros au 31 décembre 2015).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 492 millions d'euros au 31 décembre 2016 (458 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 022	20 439
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 331	2 974
Dépréciations	(1 057)	(1 154)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	**23 296**	**22 259**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**24 353**	**(1 057)**	**23 296**	**23 413**	**(1 154)**	**22 259**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 214	(186)	1 028	1 443	(279)	1 164
dont créances échues de 6 à 12 mois	491	(152)	339	572	(220)	352
dont créances échues de plus de 12 mois	1 105	(595)	510	1 207	(573)	634
dont total des créances échues	**2 810**	**(933)**	**1 877**	**3 222**	**(1 072)**	**2 150**
dont total des créances non échues	**21 543**	**(124)**	**21 419**	**20 191**	**(82)**	**20 109**

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	–	–
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	33	39
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 304	1 544

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 304 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 665 millions d'euros par le groupe Edison (1 544 millions d'euros en décembre 2015, dont 911 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Charges constatées d'avance	1 567	1 532
Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	1 647	1 643
Créances TVA	2 862	2 795
Créances fiscales (hors TVA)	1 754	845
Autres créances d'exploitation	5 090	3 822
AUTRES DÉBITEURS	**12 920**	**10 637**
dont part non courante	2 268	1 830
dont part courante	10 652	8 807
dont valeurs brutes	13 135	10 832
dont dépréciation	(215)	(195)

Au 31 décembre 2016, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 647 millions (1 643 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Prêts et créances financiers » (voir note 36.3).

Note 27 Capitaux propres

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2016, le capital social s'élève à 1 054 568 341,50 euros, composé de 2 109 136 683 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 85,62 % par l'État, 12,68 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,57 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,13 % d'actions autodétenues.

En juin 2016, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros et une prime d'émission de 892 millions d'euros, suite à l'émission de 93 112 364 actions nouvelles.

En octobre 2016, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 48 millions d'euros et une prime d'émission de 875 millions d'euros, suite à l'émission de 95 885 292 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 ACTIONS PROPRES

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 2016, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 669 215 actions pour une valeur de 29 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2015 à 1,10 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 1,21 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 18 décembre 2015, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2015 s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2016.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 82 millions d'euros.

Le 30 septembre 2016, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,50 euro par action au titre de l'exercice 2016, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016 pour un montant de 1 006 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 83 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2016, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, la rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 582 millions d'euros en 2016 et de 591 millions d'euros en 2015.

En janvier 2017, une rémunération de 60 millions de livres sterling, 121 millions de dollars américains et 211 millions d'euros (soit au total environ 394 millions d'euros) a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2017.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %

Autres instruments de capitaux propres

Les autres instruments de capitaux propres sont des instruments financiers émis par le Groupe qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant IAS 32.

Les entités Cogestar du groupe Dalkia ont émis en décembre 2016 un instrument constitué d'obligations convertibles. Au 31 décembre 2016, le montant total de l'instrument reconnu en capitaux propres s'élève à 86 millions d'euros (voir note 5.1).

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2016			31/12/2015	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 773	111	3 174	231
NNB Holding Ltd.	33,5 %	1 718	–	–	–
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	13	526	30
EDF Luminus SA	31,4 %	390	3	391	(74)
Autres participations ne donnant pas le contrôle (1)		**1 527**	**33**	**1 400**	**27**
TOTAL		**6 924**	**160**	**5 491**	**214**

(1) Dont Sizewell C Holding Co.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), 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 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 (voir note 3.2).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges (voir note 5.2.3).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	21 877	24 750
Actifs courants	3 325	3 710
Total actif	**25 202**	**28 460**
Capitaux propres	13 870	15 877
Passifs non courants	11 058	11 465
Passifs courants	274	1 118
Total des capitaux propres et du passif	**25 202**	**28 460**
Chiffre d'affaires	3 805	4 434
Résultat net	653	1 155
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(1 804)	758
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 296	1 655
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(516)	(566)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(672)	(1 143)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**422**	**466**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	107	(54)
Incidence des variations de change	(62)	10
Autres incidences	–	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**468**	**422**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	151	(207)

Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 463	20 823	22 286	1 733	20 179	21 912
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		208	24 020	24 228	251	24 646	24 897
Provisions liées à la production nucléaire	**29**	**1 671**	**44 843**	**46 514**	**1 984**	**44 825**	**46 809**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	**30**	**63**	**1 506**	**1 569**	**75**	**1 447**	**1 522**
Provisions pour avantages du personnel	**31**	**1 100**	**21 234**	**22 334**	**1 033**	**21 511**	**22 544**
Autres provisions	**32**	**2 394**	**2 155**	**4 549**	**2 262**	**2 190**	**4 452**
TOTAL PROVISIONS		**5 228**	**69 738**	**74 966**	**5 354**	**69 973**	**75 327**

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.1.

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 pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	12 369	397	(1 596)	738	(286)	807	12 429
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 543	181	(233)	773	(174)	(233)	9 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**21 912**	**578**	**(1 829)**	**1 511**	**(460)**	**574**	**22 286**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 025	156	(175)	996	(893)	(541)	20 568
Provisions pour derniers cœurs	3 872	–	–	160	(199)	(173)	3 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**24 897**	**156**	**(175)**	**1 156**	**(1 092)**	**(714)**	**24 228**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**46 809**	**734**	**(2 004)**	**2 667**	**(1 552)**	**(140)**	**46 514**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 658	1 771	–	12 429
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	888	3	9 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2016	**19 624**	**2 659**	**3**	**22 286**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2015	**18 645**	**3 267**	**–**	**21 912**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	6 190	256	20 568
Provisions pour derniers cœurs	2 287	1 373	–	3 660
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2016	**16 409**	**7 563**	**256**	**24 228**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2015	**17 485**	**7 207**	**205**	**24 897**

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent 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 dans la note 1.3.21 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

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 et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2015	Augmentations	Diminutions[1]	Effet de l'actualisation[2]	Autres mouvements[3]	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 391	389	(1 282)	637	523	10 658
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 254	173	(233)	729	43	8 966
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**18 645**	**562**	**(1 515)**	**1 366**	**566**	**19 624**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 930	156	(159)	723	(1 528)	14 122
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 555	–	–	93	(361)	2 287
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**17 485**	**156**	**(159)**	**816**	**(1 889)**	**16 409**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**36 130**	**718**	**(1 674)**	**2 182**	**(1 323)**	**36 033**

(1) Suite à une évolution de scénario industriel, des prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire de combustibles usés n'ont plus lieu d'être provisionnées. La diminution au titre des provisions pour gestion du combustible usé intègre une reprise de provision de 491 millions d'euros à ce titre.

(2) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 502 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2016 passant par compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 680 millions d'euros.

(3) Les autres mouvements comprennent les variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) et qui résultent en 2016 :

- *des conséquences de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (voir note 3.1) se traduisant au 1er janvier 2016 par une diminution des provisions de (2 044) millions d'euros, répartie à hauteur de (1 465) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (470) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et (109) millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour la part des déchets issus de la déconstruction ;*
- *des effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2016 pour ces mêmes provisions, pour un montant de 662 millions d'euros ;*
- *de la mise à jour du devis de déconstruction du parc REP en exploitation pour (451) millions d'euros (voir note 29.1.3).*

Ils intègrent également un reclassement de 465 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé.

29.1.1 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 et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, 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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations 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 et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement 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 en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre pour la période 2008-2040, qui a fait l'objet des déclinaisons contractuelles successives suivantes :

- la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012 ;
- la signature en mai 2015 d'un contrat d'application fixant les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ;
- la signature le 5 février 2016 d'un avenant fixant les conditions d'application pour la période 2016-2023 qui avait précédemment fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- la quote-part 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 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)	31/12/2016	31/12/2015
Déchets TFA et FMA	1 066	988
Déchets FAVL	256	252
Déchets HA-MAVL (1)	7 644	7 014
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**8 966**	**8 254**

(1) Dont provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets.

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation 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.

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.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant de nouvelles caractérisations pour élargir les solutions de gestion potentielles.

Le scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG, arrêté en 2015 (voir note 29.1.3), prévoit un séquencement des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification a entraîné, en 2015, une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros, et, dans une moindre mesure, de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme de déchets de 332 millions d'euros.

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).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement…) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

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.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

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.

Les études de conception des installations futures sont en cours et se poursuivent avec l'ANDRA en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation nucléaire de base à l'horizon 2018. La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue un préalable important à l'obtention de l'autorisation de création. Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2021 et l'arrivée du premier déchet en 2030.

La provision pour HA-MAVL intègre également les provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, à hauteur de 581 millions d'euros (dont 452 millions d'euros constitués sur 2016, notamment au titre des déchets MAVL issus de l'exploitation).

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et suivants). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt 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) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- 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 provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation 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)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2016
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	–	(23)	472	(1 494)	10 899
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	156	(136)	251	(34)	3 223
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 930**	**156**	**(159)**	**723**	**(1 528)**	**14 122**

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

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.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche était estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit 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 permet 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 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.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats du travail accompli cette année conduisent, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016.

À savoir pour les évolutions limitées :

- *une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ; et*
- *une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.*

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

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.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 29.1.2 – « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise.

L'évolution du scénario a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. Elle a également été partagée avec les parties prenantes locales dans les commissions locales d'information des sites concernés. Une nouvelle audition devant l'ASN est prévue mi-2017. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

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

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, hormis pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon), pour laquelle la provision a été augmentée de 125 millions d'euros.

29.1.4 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 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. 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.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,2 % au 31 décembre 2016, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2016 (2,9 % au 31 décembre 2015).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Depuis l'arrêté du 24 mars 2015, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,3 % au 31 décembre 2016 (4,6 % au 31 décembre 2015).

Par un courrier en date du 10 février 2017, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer ont annoncé leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux plafond qui tienne compte de la duration élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intégrerait progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur 4 ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

29.1.5.2 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.

	31/12/2016		31/12/2015	
(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	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé [2]	18 460	10 658	16 843	10 391
Gestion à long terme des déchets radioactifs [3]	29 631	8 966	28 890	8 254
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**48 091**	**19 624**	**45 733**	**18 645**
Déconstruction des centrales nucléaires [4]	26 616	14 122	26 067	14 930
Derniers cœurs	4 344	2 287	4 113	2 555
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**30 960**	**16 409**	**30 180**	**17 485**

(1) Un montant de 1 368 millions d'euros a été reclassé des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provision pour gestion du combustible usé.

(2) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion du combustible usé comprend un montant lié à la diminution du devis au titre de prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire du combustible usé qui n'ont plus lieu d'être provisionnées pour (540) millions d'euros. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis de traitement liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(3) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion à long terme des déchets radioactifs comprend un montant de 729 millions d'euros au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, et notamment des déchets MAVL issus de l'exploitation et de la déconstruction des centrales en exploitation. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis Cigéo liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(4) L'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de la déconstruction des centrales nucléaires comprend un montant de 321 millions d'euros au titre de la révision du devis de déconstruction des centrales en exploitation.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2016

		Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 658	(211)	227	182	(195)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 122	(586)	619	127	(138)
■ derniers cœurs	2 287	(85)	90	–	–
TOTAL	**36 033**	**(1 357)**	**1 470**	**690**	**(765)**

Pour l'exercice 2015

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 391	(168)	177	140	(149)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	(400)	448	337	(376)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires	14 930	(496)	522	122	(131)
■ derniers cœurs	2 555	(62)	65	–	–
TOTAL	**36 130**	**(1 126)**	**1 212**	**599**	**(656)**

29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations 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 10 222 millions d'euros au 31 décembre 2016 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du 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 36.3) et s'élèvent à 8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016 (9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements (1)	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	1 978	8	(314)	101	(286)	284	1 771
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 289	4	–	44	(174)	(275)	888
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 267**	**12**	**(314)**	**145**	**(460)**	**9**	**2 659**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	5 890	–	(16)	263	(893)	946	6 190
Provisions pour derniers cœurs	1 317	–	–	67	(199)	188	1 373
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**7 207**	**–**	**(16)**	**330**	**(1 092)**	**1 134**	**7 563**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**10 474**	**12**	**(330)**	**475**	**(1 552)**	**1 143**	**10 222**

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 955 millions d'euros la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique. Cette variation résulte de la révision triennale en 2016 des hypothèses de calcul des passifs nucléaires.

29.2.1 Cadre réglementaire 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 à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. 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 131 millions d'euros au 31 décembre 2016 ;
- 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 (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 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 autres centrales 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 réglementations 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.

	31/12/2016		31/12/2015	
(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	3 101	1 771	3 037	1 978
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 326	888	8 178	1 289
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**8 427**	**2 659**	**11 215**	**3 267**

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles 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. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction *(Baseline Decommissioning Plans)* réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2016		31/12/2015	
(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	**15 803**	**6 059**	**16 997**	**5 732**

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 131 millions d'euros au 31 décembre 2016 (voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPIJ).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2016 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,7 % (3,0 % au 31 décembre 2015).

Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2016	**617**	**90**	**667**	**195**	**1 569**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2015	**597**	**99**	**688**	**138**	**1 522**

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et les actifs de production d'hydrocarbures.

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 2016 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 100	1 033
Provision pour avantages du personnel – part non courante	21 234	21 511
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**22 334**	**22 544**

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2015 (1)	**41 567**	**(19 075)**	**22 492**
Charge nette de l'exercice 2016	2 077	(547)	1 530
Écarts actuariels	2 041	(2 602)	(561)
Cotisations versées aux fonds	–	(694)	(694)
Cotisations salariales	11	(11)	–
Prestations versées	(1 701)	709	(992)
Écarts de conversion	(1 298)	1 303	5
Mouvements de périmètre	(11)	–	(11)
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2016	**42 683**	**(20 917)**	**21 766**
dont :			
Provision pour avantages du personnel			22 334
Actifs financiers non courants			(568)

(1) Le passif net au 31 décembre 2015 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 544 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (52) millions d'euros soit un passif net de 22 492 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à 2 041 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 1 349 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6) et 643 millions d'euros en France principalement liés à l'effet de la variation des hypothèses financières :

- variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation : 2 322 millions d'euros ;
- évolutions concernant la valorisation de l'Avantage Nature Énergie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE : (1 742) millions d'euros.

Les écarts actuariels sur actifs générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à (2 602) millions d'euros et sont liés à l'augmentation de la valeur des actifs de couverture liée notamment à la valorisation des obligations longues suite à la baisse des taux.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(890)	(1 032)
Coût des services passés	38	511
Écarts actuariels – avantages à long terme	(177)	22
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(1 029)**	**(499)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 048)	(1 070)
Produit sur les actifs de couverture	547	538
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(501)**	**(532)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 530)**	**(1 031)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 041)	1 490
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 602	(490)
Écarts actuariels	**561**	**1 000**
Écarts de conversion	**(5)**	**(18)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**556**	**982**

Le coût des services passés intègre en 2015 :

- un produit de 287 millions d'euros, suite à la signature entre EDF et Engie, le 30 juin 2015, d'un accord relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit comptabilisé par EDF Energy pour 154 millions d'euros suite à une modification de régime. EDF Energy a introduit, dans ses plans de retraite à prestations définies, un plafonnement du salaire sur lequel sont calculés les droits à retraite (salaire de référence) ;
- une diminution des engagements du Groupe pour 67 millions d'euros liée à un plafonnement du capital décès pour les inactifs. La loi de financement de la sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2015	**32 575**	**8 614**	**378**	**41 567**
Charge nette de l'exercice 2016	1 575	486	16	2 077
Écarts actuariels	643	1 349	49	2 041
Cotisations salariales	–	11	–	11
Prestations versées	(1 420)	(270)	(11)	(1701)
Écarts de conversion	–	(1 299)	1	(1 298)
Mouvements de périmètre	–	–	(11)	(11)
Autres variations	–	–	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2016	**33 373**	**8 891**	**419**	**42 683**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 566)	(9 248)	(103)	(20 917)
PASSIF NET AU 31/12/2016 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**21 807**	**(357)**	**316**	**21 766**
dont :				
Provision pour avantages du personnel	21 807	211	316	22 334
Actifs financiers non courants [2]	–	(568)	–	(568)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).
(2) Au 31 décembre 2016, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 31.3.1).

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2015	**32 575**	**8 614**	**378**	**41 567**
Juste valeur des actifs de couverture	(10 499)	(8 505)	(71)	(19 075)
PROVISION AU 31/12/2015 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**22 076**	**109**	**307**	**22 492**
dont :				
Provision pour avantages du personnel	22 076	161	307	22 544
Actifs financiers non courants	–	(52)	–	(52)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux nouveaux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) 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.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2015	**32 575**	**(10 499)**	**22 076**
Charge nette de l'exercice 2016	1 575	(252)	1 323
Écarts actuariels	643	(854)	(211)
Cotisations versées aux fonds	–	(396)	(396)
Prestations versées	(1 420)	435	(985)
SOLDES AU 31/12/2016	**33 373**	**(11 566)**	**21 807**

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(659)	(732)
Coût des services passés [1]	–	356
Écarts actuariels – avantages à long terme	(177)	22
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(836)**	**(354)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(739)	(742)
Produit sur les actifs de couverture	252	229
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(487)**	**(513)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 323)**	**(867)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(643)	1 136
Écarts actuariels sur actifs de couverture	854	(157)
Écarts actuariels	**211**	**979**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**211**	**979**

(1) Dont 287 millions d'euros en 2015 au titre de l'accord EDF/Engie du 30 juin 2015 et 67 millions d'euros au titre de la forfaitisation du capital décès (voir note 31.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2016	2015
Variation liée aux écarts d'expérience	(165)	360
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	23	35
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	(678)	763
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**(820)**	**1 158**
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(643)	1 136
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(177)	22

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires et en 2016 aux évolutions d'hypothèses concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à (820) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation).

En 2015, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à 1 158 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et à la signature de l'accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015, qui se traduit pour le Groupe par une hausse de ses engagements sociaux de 1 milliard d'euros).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	**31 876**	**(11 566)**	**20 310**
dont :			
Retraites	24 976	(10 810)	14 166
Avantage en nature énergie	4 695	–	4 695
Indemnités de fin de carrière	913	(741)	172
Autres	1 292	(15)	1 277
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2016	**1 497**	**–**	**1 497**
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 252	–	1 252
Médailles du travail	213	–	213
Autres	32	–	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2016	**33 373**	**(11 566)**	**21 807**

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	**31 175**	**(10 499)**	**20 676**
dont :			
Retraites	22 999	(9 753)	13 246
Avantage en nature énergie	6 124	–	6 124
Indemnités de fin de carrière	888	(731)	157
Autres	1 164	(15)	1 149
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2015	**1 400**	**–**	**1 400**
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 200	–	1 200
Médailles du travail	170	–	170
Autres	30	–	30
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2015	**32 575**	**(10 499)**	**22 076**

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Participants en activité	19 918	19 425
Retraités	13 455	13 150
TOTAL ENGAGEMENTS	**33 373**	**32 575**

31.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 11 566 millions d'euros au 31 décembre 2016 (10 499 millions d'euros au 31 décembre 2015) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
ACTIFS DE COUVERTURE	**11 566**	**10 499**
Actifs pour régime spécial de retraite	***10 810***	***9 753***
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	29 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	71 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	***741***	***731***
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	68 %
Autres actifs de couverture	***15***	***15***

Au 31 décembre 2016, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 55 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % 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 2015.

Au 31 décembre 2016, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 86 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 14 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 81 % 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.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2015.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de + 10,9 % sur 2016.

31.2.6 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	1 642	1 426
De un à cinq ans	5 771	5 435
De cinq à dix ans	5 799	4 978
À plus de dix ans	41 006	21 534
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**54 218**	**33 373**

Au 31 décembre 2016, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,7 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	1,90 %	2,40 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,60 %
Taux d'augmentation des salaires (2)	1,70 %	1,70 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.
(2) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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.

L'évolution au 31 décembre 2016 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % au 31 décembre 2016 (contre 2,40 % au 31 décembre 2015).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2016 correspond à un taux moyen de 1,50 % (contre 1,60 % au 31 décembre 2015).

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2016
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,5 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,6 % / - 3,6 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,7 % / - 4,3 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2015	**8 614**	**(8 505)**	**109**
Charge nette de l'exercice 2016	486	(294)	192
Écarts actuariels	1 349	(1 717)	(368)
Cotisations versées aux fonds	–	(295)	(295)
Cotisations salariales	11	(11)	–
Prestations versées	(270)	270	–
Écarts de conversion	(1 299)	1 304	5
SOLDES AU 31/12/2016	**8 891**	**(9 248)**	**(357)**
dont :			
Provision pour avantages du personnel			211
Actifs financiers non courants			(568)

Au 31 décembre 2016, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 568 millions d'euros contre 52 millions d'euros au 31 décembre 2015. Ce surfinancement, issu de la négociation triennale favorable et de la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2016	2015
Coût des services rendus	(224)	(290)
Coût des services passés [1]	40	154
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(184)**	**(136)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(302)	(322)
Produit sur les actifs de couverture	294	307
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(8)**	**(15)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(192)**	**(151)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 349)	332
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 717	(336)
Écarts actuariels	**368**	**(4)**
Écarts de conversion	**(5)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**363**	**(21)**

(1) Dont 154 millions d'euros en 2015 au titre du plafonnement du salaire de référence pour EDF Energy (voir note 31.1.2).

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Participants en activité	5 195	5 443
Retraités	3 696	3 171
TOTAL ENGAGEMENTS	**8 891**	**8 614**

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 9 248 millions d'euros au 31 décembre 2016 (8 505 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs pour plan de retraite BEGG	7 454	6 853
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 059	982
Actifs pour plan de retraite EEPS	735	670
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 248**	**8 505**
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	52 %	42 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	2 %
Autres	12 %	15 %

Au 31 décembre 2016, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 32 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 41 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 27 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2016, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 68 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 32 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 62 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 11 % par rapport au 31 décembre 2015.

31.3.5 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	253	249
De un à cinq ans	1 037	999
De cinq à dix ans	1 494	1 293
À plus de dix ans	14 444	6 350
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**17 228**	**8 891**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 280 millions d'euros pour l'exercice 2017 (267 millions d'euros employeur et 13 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 20,8 ans au 31 décembre 2016.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2016	31/12/2015
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs (1)	2,76 %	3,85 %
Taux d'inflation	3,05 %	3,10 %
Taux d'augmentation des salaires	2,45 %	3,10 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2016
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,9 % / + 5,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,4 % / - 0,4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,1 % / - 3,8 %

Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements [3]	31/12/2016
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	431	217	(47)	(27)	1	462	1 037
Provisions pour risques fiscaux	484	81	(47)	(1)	(2)	3	518
Provisions pour litiges	551	131	(31)	(127)	–	8	532
Provisions pour contrats onéreux	284	151	(72)	(19)	–	(2)	342
Provisions liées aux dispositifs environnementaux [1]	917	1 004	(902)	(2)	(88)	(95)	834
Autres provisions pour risques et charges [2]	1 785	583	(484)	(57)	(36)	(505)	1 286
TOTAL	**4 452**	**2 167**	**(1 583)**	**(233)**	**(125)**	**(129)**	**4 549**

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

(2) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien…). Aucune provision n'est individuellement significative.

(3) Les autres mouvements incluent un reclassement de 450 millions d'euros des autres provisions pour risques et charges en provisions pour risques liés aux filiales et participations.

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contre-valeur des biens	46 497	45 346
Financement concessionnaire non amorti	(23 160)	(22 287)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 337**	**23 059**
Amortissement du financement du concédant	12 613	12 047
Provisions pour renouvellement	9 742	9 976
Droits sur biens à renouveler	**22 355**	**22 023**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**45 692**	**45 082**

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 770	10 428
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 261	2 856
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**13 031**	**13 284**

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.

Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Avances et acomptes reçus	7 793	7 618
Fournisseurs d'immobilisations	3 247	3 331
Dettes fiscales	7 098	6 316
Dettes sociales	4 010	3 795
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 438	3 586
Autres produits constatés d'avance	729	735
Autres dettes	2 909	3 367
AUTRES CRÉDITEURS	**29 224**	**28 748**
dont part non courante	4 810	5 126
dont part courante	24 414	23 622

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2016, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 828 millions d'euros (6 682 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2016, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 633 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 258 millions d'euros au 31 décembre 2015).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2016, 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 1 822 millions d'euros (1 874 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

Actifs et passifs financiers

Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 813	–	3 813	4 973	–	4 973
Actifs financiers disponibles à la vente	22 402	17 888	40 290	18 374	15 959	34 333
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 157	3 899	6 056	1 716	4 322	6 038
Prêts et créances financières	1 614	13 342	14 956	1 956	14 957	16 913
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS (1)	**29 986**	**35 129**	**65 115**	**27 019**	**35 238**	**62 257**

(1) Dont dépréciation pour (566) millions d'euros au 31 décembre 2016 ((558) millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 813	4 973
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	–
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	**3 813**	**4 973**

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Actions (1)	Titres de dettes	Total	Actions (1)	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	9 201	7 766	16 967	8 227	6 976	15 203
Actifs liquides	4 507	17 759	22 266	3 942	14 199	18 141
Autres titres	944	113	1 057	941	48	989
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**14 652**	**25 638**	**40 290**	**13 110**	**21 223**	**34 333**

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2016		2015	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2)
Actifs dédiés d'EDF	760	488	530	1 118
Actifs liquides	63	12	(108)	44
Autres titres	(5)	–	(40)	(77)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE (3)	**818**	**500**	**382**	**1 085**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2016 et 2015 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2016.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 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.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 955 millions d'euros au 31 décembre 2016 (3 490 millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 743	9 061
Prêts et créances financières – CSPE (1)	4 185	5 875
Autres prêts et créances financières	2 028	1 977
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**14 956**	**16 913**

(1) Dont 4 185 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2016 (5 232 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016 (9 061 millions d'euros au 31 décembre 2015), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2016 s'élèvent à 293 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie.

  La variation de la créance de CSPE est par ailleurs liée à la cession par EDF d'une quote-part de la créance liée au déficit de compensation jusqu'au 31 décembre 2015 ainsi que des intérêts associés pour 1 501 millions d'euros, dont 872 millions d'euros sont en actifs dédiés (voir note 3.6) ;
- le prêt d'EDF à RTE a été remboursé en octobre 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2016
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	5 079	894	–	12	110	(138)	40 290
Prêts et créances financières	16 913	(2 908)	–	403	221	(1 387)	1 714	14 956

Les augmentations nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (629) millions d'euros l'effet de la cession d'une quote-part de la créance CSPE (voir note 36.3).

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 955 millions d'euros et à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (568 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 52 millions d'euros au 31 décembre 2015).

36.4.2 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	31/12/2014	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2015
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	4 436	475	–	(4)	8	(9)	34 333
Prêts et créances financières	15 748	(364)	–	252	64	563	650	16 913

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Disponibilités	2 651	3 263
Équivalents de trésorerie [1]	242	904
Comptes courants financiers	–	15
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**2 893**	**4 182**

(1) Dont part à la juste valeur pour 235 millions d'euros au 31 décembre 2016 (896 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 243 millions d'euros au 31 décembre 2016 (voir note 1.3.27).

Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	52 992	12 203	65 195	52 684	11 499	64 183
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	4 485	4 485	–	4 001	4 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 284	1 601	2 885	1 475	1 973	3 448
PASSIFS FINANCIERS	**54 276**	**18 289**	**72 565**	**54 159**	**17 473**	**71 632**

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2015	**48 538**	**3 586**	**10 314**	**445**	**1 300**	**64 183**
Augmentations	5 385	3 665	1 412	–	117	10 579
Diminutions	(1 485)	(1 444)	(4 364)	(55)	(60)	(7 408)
Écarts de conversion	(968)	(43)	126	–	–	(885)
Mouvements de périmètre (1)	–	(1 585)	(139)	20	(3)	(1 707)
Variations de juste valeur	392	–	45	2	–	439
Autres mouvements	2	1	(14)	8	(3)	(6)
SOLDES AU 31/12/2016	**51 864**	**4 180**	**7 380**	**420**	**1 351**	**65 195**

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement l'emprunt de la société C25 (détenant les titres RTE) reclassé en passifs détenus en vue de la vente.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
EDF et autres filiales liées (1)	52 811	52 351
EDF Energy (2)	5 268	4 983
EDF Énergies Nouvelles	4 642	4 396
Edison (3)	1 214	1 568
Autres entités	1 260	885
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 195**	**64 183**

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3, C25 et EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2016, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2016, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN *(green bond)*	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
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	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
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 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

L'emprunt émis par la société C25 pour un montant de 2 820 millions d'euros est à échéance décembre 2017 et son taux est variable, basé sur l'Euribor 3 mois. Cet emprunt est comptabilisé en « Passifs financiers » à hauteur de 50,1 % de son montant et en « Passifs détenus en vue de la vente » à hauteur de 49,9 % de son montant (voir note 3.5.1).

EDF a lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en euros et francs suisses et une émission d'une obligation senior « Formosa » en deux tranches conclue sur le marché taïwanais (voir note 3.3).

Au 31 décembre 2016, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location-financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 913	1 780	6 332	51	1 127	12 203
Entre un et cinq ans	12 386	526	109	168	52	13 241
À plus de cinq ans	36 565	1 874	939	201	172	39 751
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2016	**51 864**	**4 180**	**7 380**	**420**	**1 351**	**65 195**

Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 455	1 546	7 329	53	1 116	11 499
Entre un et cinq ans	11 577	679	1 904	180	42	14 382
À plus de cinq ans	35 506	1 361	1 081	212	142	38 302
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2015	**48 538**	**3 586**	**10 314**	**445**	**1 300**	**64 183**

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 204	20 220	51 424	31 731	16 731	48 462
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 239	(19 314)	2 925	19 137	(17 250)	1 887
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 824	(827)	8 997	11 677	382	12 059
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 928	(79)	1 849	1 638	137	1 775
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 195**	**–**	**65 195**	**64 183**	**–**	**64 183**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2016			31/12/2015		
(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	58 650	(23 710)	34 940	56 840	(22 261)	34 579
Emprunts à taux variable	6 545	23 710	30 255	7 343	22 261	29 604
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**65 195**	**–**	**65 195**	**64 183**	**–**	**64 183**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016 (11 380 millions d'euros au 31 décembre 2015).

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 709**	**2 205**	**9 504**	**–**	**11 380**

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, 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*.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent toutefois un *Rating Trigger,* qui n'entraîne pas de remboursement anticipé obligatoire mais permet de négocier une modification des conditions des emprunts puis une sortie volontaire de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2016 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

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. Il 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Emprunts et dettes financières	38.2.1	65 195	64 183
Dérivés de couvertures des dettes	41	(3 965)	(3 795)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(2 893)	(4 182)
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	36.2.2	(22 266)	(18 141)
Prêt à RTE	36.3	–	(670)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		1 354	–
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**37 425**	**37 395**

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concerne principalement la société C25 (détenant les titres RTE) (voir note 46).

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

39.1.1 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	3 813	3 813	220	3 337	256
Actifs financiers disponibles à la vente	40 290	40 290	1 799	37 895	596
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 056	6 056	7	6 049	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	235	235	141	94	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	**50 394**	**50 394**	**2 167**	**47 375**	**852**
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	8 743	8 743	–	8 743	–
Prêts et créances financières – CSPE	4 185	4 288	–	4 288	–
Autres prêts et créances financières	2 028	2 028	–	2 028	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	**14 956**	**15 059**	**–**	**15 059**	**–**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 885	2 885	105	2 775	5
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 485	4 485	216	4 046	223
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	**7 370**	**7 370**	**321**	**6 821**	**228**
Emprunts et dettes financières [2]	65 195	70 682	–	70 682	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	**65 195**	**70 682**	**–**	**70 682**	**–**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 813 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2015

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat (1)	4 973	4 973	427	4 439	107
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	34 333	1 676	32 032	625
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 038	6 038	31	6 007	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	896	896	113	783	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	**46 240**	**46 240**	**2 247**	**43 261**	**732**
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	9 061	9 061	–	9 061	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 875	5 875	–	5 875	–
Autres prêts et créances financières	1 977	2 008	–	2 008	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	**16 913**	**16 944**	**–**	**16 944**	**–**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	3 448	3 448	161	3 285	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 001	4 001	390	3 516	95
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	**7 449**	**7 449**	**551**	**6 801**	**97**
Emprunts et dettes financières (2)	64 183	69 815	–	69 815	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	**64 183**	**69 815**	**–**	**69 815**	**–**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 973 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2016

			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 compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 869	5 043	10 741	(5 915)	4 826	(1 689)	(2 303)	834
Juste valeur des dérivés – passif	(7 370)	(5 240)	(8 045)	5 915	(2 130)	1 689	56	(385)

39.2.2 Au 31 décembre 2015

			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 compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	11 011	2 925	13 290	(5 204)	8 086	(1 695)	(2 142)	4 249
Juste valeur des dérivés – passif	(7 449)	(2 391)	(10 262)	5 204	(5 058)	1 695	58	(3 305)

Note 40 Gestion des 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.

- 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.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence.

- Risques marchés énergies

  En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. 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.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

- Risques de contrepartie

  Ils se définissent 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.

  Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit ») du document de référence.

  Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

  Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence :

  - risques de change : chapitre 5.1.6.1.3 ;
  - risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4 ;
  - risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
  - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
  - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
  - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
  - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.
- Risques de change :
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 « Gestion du risque actions » et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du document de référence) :
  - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5 ;
  - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
  - gestion de trésorerie long terme ;
  - titres de participation directe.

- Risques de taux :
  - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1 ;
  - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6 ;
  - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
  - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	6 056	6 038
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 885)	(3 448)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**3 171**	**2 590**
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 023	2 033
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	2 122	1 472
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(995)	(913)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	21	(2)

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	3 965	3 795
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		14	(420)
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(808)	(785)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**3 171**	**2 590**

41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. 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. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2016, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (11) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (9) millions d'euros en 2015).

41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures, forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2016 est nul (montant nul en 2015).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2016			2015		
(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	6	–	1	(19)	–	–
Couverture de change	70	288	(4)	702	656	(19)
Couverture d'investissement net à l'étranger	1 352	–	–	(1 038)	–	–
Couverture de matières premières	(489)	361	31	(59)	(470)	(10)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**939**	**649**	**28**	**(414)**	**186**	**(29)**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2016				Notionnel au 31/12/2015	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2016	31/12/2015
Payeur fixe/receveur variable	294	668	380	1 342	1 683	(62)	(121)
Payeur variable/receveur fixe	600	3 430	20 876	24 906	23 523	2 299	2 178
Variable/variable	712	–	1 310	2 022	2 767	4	(3)
Fixe/fixe	1 044	5 830	3 453	10 327	8 248	(218)	(21)
***Swaps* de taux**	**2 650**	**9 928**	**26 019**	**38 597**	**36 221**	**2 023**	**2 033**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**2 650**	**9 928**	**26 019**	**38 597**	**36 221**	**2 023**	**2 033**

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 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2016

	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
Change à terme	1 600	730	–	2 330	1 589	718	–	2 307	26
Swaps	15 030	11 027	13 703	39 760	14 304	10 107	12 782	37 193	2 096
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**16 630**	**11 757**	**13 703**	**42 090**	**15 893**	**10 825**	**12 782**	**39 500**	**2 122**

Au 31 décembre 2015

	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	4 477	843	–	5 320	4 434	847	–	5 281	39
Swaps	13 101	13 858	10 335	37 294	12 820	13 090	9 826	35 736	1 433
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**17 578**	**14 701**	**10 335**	**42 614**	**17 254**	**13 937**	**9 826**	**41 017**	**1 472**

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 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contrats de couverture d'électricité	(2 610)	182
Contrats de couverture de gaz	(316)	35
Contrats de couverture de charbon	9	(142)
Contrats de couverture des produits pétroliers	2 007	(86)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	421	(48)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(489)**	**(59)**

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contrats de couverture d'électricité	1 276	(113)
Contrats de couverture de gaz	(943)	(200)
Contrats de couverture de charbon	(72)	(353)
Contrats de couverture des produits pétroliers	86	161
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	14	35
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**361**	**(470)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2016					31/12/2015	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		5	–	–	5	(3)	2	–
Forwards/futures		(36)	(53)	–	(89)	(1 174)	(119)	784
Électricité	**Térawattheures**	**(31)**	**(53)**	**–**	**(84)**	**(1 177)**	**(117)**	**784**
Swaps		(411)	(120)	–	(531)	(4)	(952)	181
Forwards/futures		1 039	646	–	1 685	109	1 621	(364)
Gaz	**Millions de therms**	**628**	**526**	**–**	**1 154**	**105**	**669**	**(183)**
Swaps		19 219	5 939	–	25 158	69	69 044	(1 605)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**19 219**	**5 939**	**–**	**25 158**	**69**	**69 044**	**(1 605)**
Swaps		–	–	–	–	–	(1)	69
Charbon	**Millions de tonnes**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**	**(1)**	**69**
Swaps		–	–	–	–	–	–	–
Forwards/futures		17 400	4 302	–	21 702	8	20 606	22
CO_2	**Milliers de tonnes**	**17 400**	**4 302**	**–**	**21 702**	**8**	**20 606**	**22**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**(995)**		**(913)**

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2016		31/12/2015	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	4	3	8	(2)
Gaz	Millions de therms	(307)	18	–	–
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**21**		**(2)**

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	3 813	4 973
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 485)	(4 001)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(672)**	**972**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(55)	(52)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(179)	98
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(438)	926

42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2016				Notionnel au 31/12/2015	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2016	31/12/2015
Achats d'options	–	–	517	517	525	22	26
Opérations sur taux d'intérêt	**–**	**–**	**517**	**517**	**525**	**22**	**26**
Payeur fixe/receveur variable	18	288	436	742	2 680	(77)	(123)
Payeur variable/receveur fixe	4	245	157	406	1 493	(2)	43
Variable/variable	–	910	–	910	–	1	1
Fixe/fixe	61	357	–	418	301	1	1
***Swaps* de taux**	**83**	**1 800**	**593**	**2 476**	**4 474**	**(77)**	**(78)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**83**	**1 800**	**1 110**	**2 993**	**4 999**	**(55)**	**(52)**

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2016

	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
Change à terme	2 230	603	–	2 833	2 138	629	–	2 767	3
Swaps	11 279	5 094	–	16 373	11 264	5 368	–	16 632	(182)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**13 509**	**5 697**	**–**	**19 206**	**13 402**	**5 997**	**–**	**19 399**	**(179)**

Au 31 décembre 2015

	Notionnel à recevoir au 31/12/2015				Notionnel à livrer au 31/12/2015				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2015
Change à terme	849	242	15	1 106	851	247	20	1 118	(9)
Swaps	8 738	802	–	9 540	8 651	793	–	9 444	107
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**9 587**	**1 044**	**15**	**10 646**	**9 502**	**1 040**	**20**	**10 562**	**98**

42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

		31/12/2016		31/12/2015	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(18)	52	(19)	70
Options		4	118	83	(30)
Forwards/futures		(45)	(406)	(6)	589
Électricité	**Térawattheures**	**(59)**	**(236)**	**58**	**629**
Swaps		8 253	114	4 174	287
Options		338	38	4 076	54
Forwards/futures		(4 169)	(205)	(2 463)	21
Gaz	**Millions de therms**	**4 422**	**(53)**	**5 787**	**362**
Swaps		11 159	27	4 278	(27)
Options		(247)	(14)	207	–
Forwards/futures		(10)	(2)	(29)	1
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**10 902**	**11**	**4 456**	**(26)**
Swaps		–	(205)	(1)	(203)
Options		–	–	(16)	(3)
Forwards/futures		45	105	66	252
Fret		7	31	(8)	90
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**52**	**(69)**	**41**	**136**
Swaps		113	–	–	–
Options		–	–	600	–
Forwards/futures		2 906	(42)	12 673	(20)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**3 019**	**(42)**	**13 273**	**(20)**
Swaps/Options			258		194
Forwards/futures			(308)		(352)
Autres matières premières			**(50)**		**(158)**
Dérivés incorporés de matières			**1**		**3**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**(438)**		**926**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Flux de trésorerie et autres informations

Note 43 Flux de trésorerie

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2016	2015
Variation des stocks	6	129
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(9)	(230)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(1 487)	896
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	91	(967)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(536)	304
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	**(1 935)**	**132**

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2016	2015
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 038)	(1 224)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 217)	(13 249)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(142)	(316)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(14 397)**	**(14 789)**

Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2016. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 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	31/12/2016	31/12/2015
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	46 560	42 060
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	18 605	13 262
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 535	6 390
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**70 700**	**61 712**

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.

44.1.1 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)	31/12/2016	31/12/2015
Engagements d'achats de combustible et d'énergie (1)	32 669	29 909
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	10 260	8 317
Engagements de location simple en tant que preneur	3 631	3 834
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**46 560**	**42 060**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 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'achat 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 2016, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2016					31/12/2015
		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)	9 267	1 586	2 739	2 136	2 806	9 401
Achats d'autres énergies et de matières premières (2)	662	171	364	127	–	740
Achats de combustible nucléaire	22 740	1 888	8 538	7 150	5 164	19 768
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**32 669**	**3 645**	**11 641**	**9 413**	**7 970**	**29 909**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 643 millions d'euros au 31 décembre 2016 (669 millions d'euros au 31 décembre 2015).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

L'évolution des engagements d'achats de combustible et d'énergie est principalement liée à la forte hausse des engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. 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.

Par ailleurs, 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 s'élèvent à 43 TWh pour l'exercice 2016 (41 TWh pour l'exercice 2015), dont 6 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2015), 20 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2015), 8 TWh au titre du photovoltaïque (7 TWh pour 2015) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2015).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 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.

La hausse de ces engagements s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats d'achat d'uranium naturel, de services de fluoration et de prestations d'enrichissement conclus avec AREVA en 2016. Ces contrats s'inscrivent notamment dans le cadre de l'approvisionnement en combustibles de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2016, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	167	13	47	107	180
EDF	26	2	6	18	88

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. La durée de ces contrats varie entre 3 et 18 ans. Un protocole d'accord avec Sonatrach a été signé en novembre 2016 pour importer dans le futur du gaz naturel d'Algérie lorsque le projet pipeline Galsi sera opérationnel.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2016, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	5 883	3 488	1 833	562	4 055
Engagements sur achats d'exploitation [1]	4 212	2 509	1 392	311	4 084
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	165	80	70	15	178
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**10 260**	**6 077**	**3 295**	**888**	**8 317**

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016 (126 millions d'euros au 31 décembre 2015).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	1 612	1 443
EDF Énergies Nouvelles	1 617	340
Edison	1 432	1 193
EDF Energy	630	428
Autres entités	592	651
TOTAL	**5 883**	**4 055**

L'évolution de ces engagements donnés par rapport au 31 décembre 2015 s'explique principalement par de nouvelles garanties données par EDF Énergies Nouvelles à des coentreprises dans le cadre de projets au Canada, en France et en Inde.

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	2 434	2 343
EDF Energy	608	715
Enedis	598	413
Autres entités	572	613
TOTAL	**4 212**	**4 084**

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2016, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	**3 631**	**646**	**1 719**	**1 266**	**3 834**

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et Enedis.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2016, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	17 351	7 040	8 735	1 576	12 294
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	406	315	91	–	270
Autres engagements donnés liés aux investissements	848	287	561	–	698
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**18 605**	**7 642**	**9 387**	**1 576**	**13 262**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 548 millions d'euros au 31 décembre 2016 (326 millions d'euros au 31 décembre 2015).

44.1.2.1 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)	31/12/2016	31/12/2015
EDF	7 556	8 426
EDF Energy	5 837	529
Enedis	2 621	1 771
EDF Énergies Nouvelles	977	1 066
Autres entités	360	502
TOTAL	**17 351**	**12 294**

La hausse des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats en lien avec la construction de la centrale d'Hinkley Point C chez EDF Energy et avec le déploiement des compteurs Linky chez Enedis.

La baisse des engagements d'EDF s'explique par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers dans ses engagements hors bilan au 31 décembre 2016.

Par ailleurs, EDF s'est engagé le 15 novembre 2016 dans un processus de rachat de la société New AREVA NP, filiale d'AREVA NP (voir note 3.4).

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF 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 la 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) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. 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 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, 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 2016, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2016 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil, et une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2016 sont les suivants :

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 637	104	694	3 839	5 075
Garanties financières données	644	259	250	135	1 050
Autres engagements donnés liés au financement	254	236	13	5	265
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**5 535**	**599**	**957**	**3 979**	**6 390**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux coentreprises pour un montant de 673 millions d'euros au 31 décembre 2016 (847 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

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 Énergies Nouvelles.

44.2 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	31/12/2016	31/12/2015
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (1)	44.2.1	3 430	2 633
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	3 663	80
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	24	29
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (2)		**7 117**	**2 742**

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).
(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2016 sont les suivants :

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	911	121	471	319	1 021
Engagements sur ventes d'exploitation	829	325	267	237	520
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 637	1 082	344	211	1 030
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	53	16	27	10	62
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**3 430**	**1 544**	**1 109**	**777**	**2 633**

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 911 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.4 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 100 TWh ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Cet engagement s'est finalisé en 2016.

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le terminal méthanier de Dunkerque a été mis en service commercialement début 2017. Il dispose d'une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**3 663**	**3 323**	**99**	**241**	**80**

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluent principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société C25 (voir note 3.5.1).

Les autres engagements reçus concernent notamment les futures cessions d'EDF Démász Zrt et des activités de négoce et fret de charbon d'EDF Trading (voir notes 3.5.3. et 3.5.4).

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2016.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2016				31/12/2015
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**24**	**1**	**2**	**21**	**29**

Note 45 Passifs éventuels

45.1 ASSIGNATION DU LAND DU BADE-WURTEMBERG/ENBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

EDF International a formé une demande reconventionnelle en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive.

Le 6 mai 2016, le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF International, lui donnant gain de cause et rejetant l'ensemble des demandes formulées à son encontre par Neckarpri. La demande reconventionnelle formée par EDF International n'a pas été admise.

45.2 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF. Par ailleurs, EDF ainsi que ses filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil ; ces jugements ont tous été confirmés par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé des pourvois devant le Conseil d'État contre ces décisions. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification portant sur l'exercice 2008 relative notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement répétible chaque année représente un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 500 millions d'euros à fin 2016.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. La procédure amiable initiée par EDF a abouti favorablement pour le Groupe courant 2016.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectifications reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressement à l'encontre desquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. En 2015, la procédure amiable entre la France et les États-Unis initiée par EDF International relative à la valorisation des titres CEG s'est achevée par l'abandon du redressement fiscal notifié à la Société.

Par ailleurs, l'Administration a reconduit son redressement sur la valorisation de l'obligation convertible en actions pour les exercices 2012 et 2013.

45.3 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF 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.

45.4 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement et rétroactivement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pesant sur EDF et revu à la baisse les tarifs d'achat pour les producteurs n'ayant pas finalisé leur demande de raccordement avant le 2 décembre 2010.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF, gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les ZNI, et Enedis, GRD en métropole, au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

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 responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- interjettent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- demandent systématiquement un sursis à statuer à la suite de la question préjudicielle posée le 20 septembre 2016 par la Cour d'Appel de Versailles à la Cour de Justice de l'Union européenne relative à la conformité des arrêtés de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État. De nombreux tribunaux et cours d'appel y répondent favorablement.

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de Commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de Commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de Commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence.

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	5 220	–
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	2 109	–

Le Groupe a reclassé en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2016 les éléments de bilan concernés par les opérations suivantes :

- la cession à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % des éléments du bilan de la société C25 (principalement constitués des titres RTE et d'un emprunt) (voir note 3.5.1) ;
- la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 3.5.2) ;
- la cession des actifs d'EDF Démász (voir note 3.5.3) ;
- la cession des activités de négoce et de fret de charbon d'EDF Trading (voir note 3.5.4).

Note 47 Actifs dédiés d'EDF

47.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses 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 telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015 contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société C25 qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2016 (voir note 47.2.2 ci-après).

47.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION 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.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un *pool* d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés, est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros a été réinvesti au sein de ces actifs (actuellement en « Portefeuille trésorerie ») (voir note 3.6).

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM 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 à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – les échéances s'étalent ainsi au-delà de 2150.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de 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).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2016, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 633 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 75,93 % de la participation du Groupe dans C25, société détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 3 905 millions d'euros au 31 décembre 2016 (2 580 millions d'euros, pour 50 % des titres RTE, au 31 décembre 2015) (voir note 3.5.1) ;
- les participations du Groupe dans TIGF, Porterbrook, Thyssengas et Aéroports de la Côte d'Azur présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG) et Géosel, présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau suivant présente les actifs dédiés par nature :

		31/12/2016		31/12/2015	
(en millions d'euros)	**Présentation au bilan consolidé**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**
Actions		8 010	8 010	7 298	7 298
Titres de dettes		6 866	6 866	6 674	6 674
Portefeuille trésorerie		900	900	282	282
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	***15 776***	***15 776***	***14 254***	***14 254***
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(18)	(18)	6	6
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	–	–	20	20
Placements diversifiés actions et obligations		**15 758**	**15 758**	**14 280**	**14 280**
Créance de CSPE [1]	Prêts et créances financières	4 185	4 288	5 232	5 232
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(2)	(2)	(7)	(7)
Créance de CSPE après dérivés		**4 183**	**4 286**	**5 225**	**5 225**
C25 (société détenant les titres de RTE [2])	Participations dans les entreprises associées [3]	1 852	3 905	2 580	2 580
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [3]	487	537	466	466
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	1 191	1 191	929	929
Actifs non cotés (EDF Invest)		**3 530**	**5 633**	**3 975**	**3 975**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS [4]		**23 471**	**25 677**	**23 480**	**23 480**

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 pour un montant de 894 millions d'euros, qui a été réinvestie en actifs dédiés (voir note 3.6). Suite à l'opération de cession partielle, la juste valeur de la créance CSPE a été ajustée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

(2) En 2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans C25, société détenant 100 % des titres de RTE. En 2015, 50 % de la participation du Groupe dans RTE.
Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau), à hauteur de leur quote-part (75,93 %) affectée au portefeuille d'actifs dédiés. La valeur de réalisation présentée dans ce tableau s'appuie sur le prix de cession (voir note 3.5.1).

(3) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(4) En limitant 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, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016 et atteindrait 25 653 millions d'euros en 2017 après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 (société détenant les titres de RTE) prévue au premier semestre 2017.

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 1 548 millions d'euros au 31 décembre 2016 (1 292 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces FCPR sont constitués principalement de 9 fonds cotés pour 1 297 millions d'euros (au 31 décembre 2015, 7 FCPR cotés pour 1 130 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2016

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et atteindrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait notamment de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (cf. note 3.1).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procédera dans le mois suivant l'arrêté des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

Après un début d'année en forte baisse, les marchés financiers ont fini sur une note positive malgré un contexte politique international instable, qui a globalement pénalisé les gestions actives. Dans ce contexte, le portefeuille financier (actions et titres de dette) a été géré de manière prudente avec notamment une sous-pondération des marchés émergents en début d'année. En fin d'année cependant, les écarts d'allocation sur les actions ont été comblés notamment sur les actions émergentes. Sur les taux en revanche, la sensibilité a été réduite afin de protéger le portefeuille contre une remontée des taux.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2016 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, le 5 octobre 2016, EDF Invest et le fonds d'infrastructures hollandais DIF ont annoncé l'acquisition à parité (50/50) de Thyssengas, un des principaux réseaux de transport de gaz régulés en Allemagne.

Le 9 novembre 2016, Atlantia et EDF Invest ont acquis, suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, via leur véhicule Azzurra Aeroporti Srl (détenu respectivement à 75 % et 25 %), une participation de 64 % de la société Aéroports de la Côte d'Azur (ACA), qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Ces participations sont affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosel et C25 (société détenant les titres de RTE).

Sur l'année 2016, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 428 millions d'euros (972 millions d'euros en 2015).

Au 31 décembre 2016, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 984 millions d'euros avant impôt (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2015).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2016.

47.5 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France, visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	820	–
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	8 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	14 930
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	450	462
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**24 358**	**23 646**

Note 48 Parties liées

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)	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Chiffre d'affaires	547	618	–	–	1 328	976	1 875	1 594
Achats d'énergie	3 651	3 738	4	4	2 418	2 077	6 073	5 819
Achats externes	4	27	4	4	1 065	1 187	1 073	1 218
Actifs financiers	106	670	–	–	–	–	106	670
Autres actifs	575	603	–	–	754	845	1 329	1 448
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 106	1 049	–	–	880	1 043	1 986	2 092

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

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.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 85,62 % du capital d'EDF au 31 décembre 2016. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

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.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Engie respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 a approuvé les termes du contrat relatif à la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New AREVA NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP (voir note 3.4).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat AREVA Mines couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC, un contrat de fabrication avec AREVA NP.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville, allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, le Groupe détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

48.3 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 2016 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 12,1 millions d'euros en 2016 (12,2 millions d'euros en 2015). 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.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF, qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre 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 49 Environnement

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la Directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

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. Cette Directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2016, le Groupe a restitué 46 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015. En 2015, le Groupe avait restitué 48 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014.

Pour l'année 2016, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 5 millions de tonnes (7 millions de tonnes pour l'année 2015).

Au 31 décembre 2016, le volume des émissions s'élève à 38 millions de tonnes (47 millions de tonnes pour l'année 2015). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 90 millions d'euros au 31 décembre 2016 (209 millions d'euros au 31 décembre 2015).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par le décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1er janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

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 (voir note 1.3.28.2).

Au 31 décembre 2016, une provision de 744 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

Note 50 Événements postérieurs à la clôture

Les développements postérieurs à la clôture relatifs à EDF Polska et EDF Démász sont mentionnés en notes 3.5.2 et 3.5.3. Des développements postérieurs à la clôture relatifs notamment à l'évolution à compter de 2017 du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France sont mentionnés en notes 29.1.5.1 et 47.4.

50.1 ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- 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 %.

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.

50.2 CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 13 FÉVRIER 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

EDF a l'intention de procéder à cette augmentation de capital avant la fin du premier trimestre 2017, si les conditions de marché le permettent et après obtention du visa de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) sur le prospectus. Cette opération sera réalisée, après nouvelle délibération du Conseil d'administration, en vertu de la délégation de compétence qui lui a été accordée par la deuxième résolution adoptée lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société du 26 juillet 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2016

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production-Commercialisation** » (P) : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production-Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;
- « **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 ;
- « **Autres** » (A) : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques…) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque…).

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Autres *holdings* (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis (ex ERDF)		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
C25 (société détenant les titres de RTE)		100,00	–	A
Royaume-Uni				
EDF Energy plc (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,40	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiante SpA (Fenice) (1)		–	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
EDF Démász Zrt	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	99,51	97,44	A
EDF Polska SA	Pologne	99,51	97,44	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,91	49,55	P, A
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	49,11	48,75	P, A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Chile SpA	Chili	100,00	–	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.
(1) Au 31 décembre 2016, Fenice fait partie désormais du groupe Edison.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
Autres métiers				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA) (1)	France	–	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains (2)	France	–	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,01	65,01	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF Immo et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	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, A = Autres.
(1) Au 31 décembre 2016, COFIVA a fusionné avec EDEV.
(2) Au 31 décembre 2016, Tiru fait partie désormais du groupe Dalkia. Par ailleurs, son taux d'intérêt est passé à 75 %.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
Autres métiers				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2015	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Elisandra IV (*Holding* Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	25,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Immo C47 (EDF Invest)	France	100,00	100,00	A
Geosel Manosque (EDF Invest)	France	25,00	–	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	–	A
France – Activités régulées				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	France	100,00	100,00	T
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	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
Taïshan 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)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A
Autres métiers				
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

51.4 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 31/12/2016	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2016
Edison SpA	97,45	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,91	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	49,11	98,40
EDF Paliwa Sp. z o. o.	99,51	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

Note 52 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 2016 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 701	21,8	3 535	26,0
Filiales intégrées globalement	6 787	40,0	8 639	63,7
Sous-total	**10 488**	**61,8**	**12 174**	**89,7**
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 973	11,6	448	3,3
Filiales intégrées globalement	4 507	26,6	951	7,0
Sous-total	**6 480**	**38,2**	**1 399**	**10,3**
TOTAL	**16 968**	**100**	**13 573**	**100**

Rappel des informations relatives à l'exercice 2015

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 2015 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 681	22,5	3 623	25,9
Filiales intégrées globalement	7 574	46,2	8 309	59,4
Sous-total	**11 255**	**68,7**	**11 932**	**85,3**
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 771	10,8	713	5,1
Filiales intégrées globalement	3 353	20,5	1 341	9,6
Sous-total	**5 124**	**31,3**	**2 054**	**14,7**
TOTAL	**16 379**	**100**	**13 986**	**100**

6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (le « Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes annexes aux comptes consolidés :

- les effets du changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016 décrit en note 3.1 de l'annexe et relatif à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales REP 900 MW en France ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 de l'annexe aux comptes consolidés. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées aux cycles de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie qui rend difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et pour évaluer les pertes de valeurs enregistrées (notes 1.3.15, 13 et 23) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45) ;
- aux modalités de comptabilisation du mécanisme de compensation et du déficit de collecte des Charges de Service Public de l'Énergie (notes 4.4 et 36.3).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit *Département de KPMG SA*		Deloitte & Associés	
Jacques-François Lethu	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Anthony Maarek

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2016

N.B. : 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.

COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	**4**	**40 857**	**41 553**
Production stockée et immobilisée		1 127	875
Subventions d'exploitation	5	6 532	6 338
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 808	3 124
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	784	938
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		**53 108**	**52 828**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**8**	**33 408**	**33 094**
Achats consommés de combustibles		2 894	2 823
Achats d'énergie		12 427	10 933
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 087	19 338
Impôts, taxes et versements assimilés	**9**	**2 616**	**2 682**
Charges de personnel	**10**	**6 874**	**6 812**
Dotations d'exploitation	**11**	**5 550**	**7 210**
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	2 904	3 447
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 646	3 763
Autres charges d'exploitation	**12**	**1 482**	**1 409**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		**49 930**	**51 207**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		**3 178**	**1 621**
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun		**6**	**16**
IV Résultat financier	**13**	**(1 264)**	**(2 275)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		**1 920**	**(638)**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**14**	**4 277**	**846**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**15**	**(680)**	**63**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		**5 517**	**271**

(1) Dont production en 2016 de biens à l'exportation pour 8 194 millions d'euros et de services à l'exportation pour 480 millions d'euros.

BILAN

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016 Montants bruts	31/12/2016 Amortissements et dépréciations	31/12/2016 Montants nets	31/12/2015 Montants nets
Immobilisations incorporelles	**16-17**	**1 619**	**751**	**868**	**851**
Immobilisations corporelles du domaine propre	**16-17**	**79 789**	**54 767**	**25 022**	**25 406**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**16-17**	**14 119**	**8 337**	**5 782**	**5 666**
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	**16-17**	**17 741**	**141**	**17 600**	**15 888**
Participations et créances rattachées		55 718	172	55 546	57 435
Titres immobilisés		16 954	179	16 775	12 766
Prêts et autres immobilisations financières		13 871	3	13 868	13 685
Immobilisations financières	**18**	**86 543**	**354**	**86 189**	**83 886**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**199 811**	**64 350**	**135 461**	**131 697**
Stocks et encours	**19**	**10 373**	**247**	**10 126**	**10 212**
Avances et acomptes versés sur commande	**20**	**1 097**	**129**	**968**	**1 223**
Créances d'exploitation	**20**	**22 347**	**426**	**21 921**	**19 583**
Valeurs mobilières de placement	**21**	**17 204**	**10**	**17 194**	**13 900**
Instruments de trésorerie	**20**	**4 610**	**–**	**4 610**	**4 759**
Disponibilités	**22**	**5 457**	**–**	**5 457**	**6 199**
Charges constatées d'avance	**20**	**1 334**	**–**	**1 334**	**1 339**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**62 422**	**812**	**61 610**	**57 215**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**285**	**–**	**285**	**289**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**686**	**196**	**490**	**512**
Écarts de conversion – actif (V)	**23**	**1 083**	**–**	**1 083**	**2 070**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**264 287**	**65 358**	**198 929**	**191 783**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	31/12/2015
Capital		**1 055**	**960**
Primes d'émission et de fusion		**9 847**	**8 081**
Écarts de réévaluation		**679**	**675**
Réserves			
Réserve légale		101	93
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		**3 317**	**5 134**
Résultat de l'exercice		**5 517**	**271**
Acomptes sur dividendes		**(1 006)**	**(1 059)**
Subventions d'investissement		**169**	**170**
Provisions réglementées		**6 132**	**6 233**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**24**	**28 812**	**23 558**
Autres fonds propres	**25**	**11 038**	**11 281**
Passifs spécifiques des concessions	**26**	**2 120**	**2 093**
TOTAL I FONDS PROPRES		**41 970**	**36 932**
Provisions pour risques	**27**	**2 189**	**3 056**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	36 033	36 130
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	617	597
Provisions pour avantages du personnel	30	10 846	10 759
Provisions pour autres charges	31	879	969
Provisions pour charges		**48 375**	**48 455**
TOTAL II PROVISIONS		**50 564**	**51 511**
Dettes financières	**33**	**56 861**	**55 821**
Avances et acomptes reçus	**32**	**7 068**	**6 819**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	**32**	**33 172**	**32 741**
Instruments de trésorerie	**32**	**5 283**	**3 969**
Produits constatés d'avance	**32**	**3 627**	**3 698**
TOTAL III DETTES	**32**	**106 011**	**103 048**
Écarts de conversion – passif (IV)	**34**	**384**	**292**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**198 929**	**191 783**

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2016	2015
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		6 198	208
Amortissements et provisions		3 082	7 023
Plus ou moins-values de cessions [1]		(3 873)	(505)
Produits et charges financiers		(405)	(814)
Variation du besoin en fonds de roulement		2 335	872
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**7 337**	**6 784**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		1 749	1 637
Impôts sur le résultat payés		(621)	(1 102)
Décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 [2]		0	(789)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**8 465**	**6 531**
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(6 001)	(5 957)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		16	21
Variations d'actifs financiers [3]		(1 676)	(9 645)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(7 661)**	**(15 582)**
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		6 130	9 807
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(8 645)	(2 969)
Dividendes versés	24	(165)	(1 420)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée		–	–
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	10
Subventions d'investissement reçues		8	6
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(2 665)**	**5 433**
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(1 861)**	**(3 617)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [4]	**22**	**(2 427)**	**1 226**
Incidence des variations de change		250	(90)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		57	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [4]	**22**	**(3 981)**	**(2 427)**

(1) Ce poste inclut la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société C25 (voir note 2.5).

(2) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a adopté une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir note 2.2 des comptes annuels au 31 décembre 2015).

(3) Le poste « Variations d'actifs financiers » comprend un montant de 1 538 millions d'euros encaissé au titre de la cession d'une quote-part (26,4 %) de la créance CSPE. La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés pour un montant de 644 millions d'euros (voir note 2.6). Ce poste inclut la rémunération en numéraire des titres RTE cédés à la société C25 pour 2 667 millions d'euros (voir note 2.5).

(4) 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 à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

Annexe aux comptes sociaux

Sommaire

Note 1 Principes et méthodes comptables 445
1.1 Référentiel comptable 445
1.2 Jugements et estimations de la Direction 445
1.3 Chiffre d'affaires 446
1.4 Immobilisations incorporelles 446
1.5 Immobilisations corporelles 446
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 447
1.7 Immobilisations financières 447
1.8 Stocks et encours 448
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 448
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts 448
1.11 Écarts de conversion 448
1.12 Provisions réglementées 449
1.13 Autres fonds propres 449
1.14 Passifs spécifiques des concessions 449
1.15 Provisions hors avantages du personnel 449
1.16 Avantages du personnel 450
1.17 Instruments dérivés 451
1.18 Contrats de matières premières 451
1.19 Environnement 451

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice 452
2.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW 452
2.2 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs 453
2.3 Émissions obligataires seniors 453
2.4 EDF et AREVA signent les accords engageants pour l'acquisition des activités d'AREVA NP 454
2.5 EDF, Caisse des Dépôts et CNP Assurances : signature d'un accord engageant 454
2.6 Cession partielle de la créance CSPE 455
2.7 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim 455

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice 456
3.1 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France 456
3.2 Autorisation par la Commission européenne du mécanisme révisé de capacité français 456
3.3 Compensation des charges de service public de l'énergie 456
3.4 ARENH 457

COMPTE DE RÉSULTAT 458

Note 4 Chiffre d'affaires 458

Note 5 Subventions d'exploitation 458

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 458

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 459

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 459

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 459

Note 10 Charges de personnel 459

Note 11 Dotations d'exploitation 460
11.1 Dotations aux amortissements 460
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 460

Note 12 Autres charges d'exploitation 461

Note 13 Résultat financier 461

Note 14 Résultat exceptionnel 462

Note 15 Impôts sur les bénéfices 462
15.1 Groupe fiscal 462
15.2 Impôt sur les sociétés 462
15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE) 462
15.4 Situation fiscale différée ou latente 463

BILAN 464

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 464

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 465

Note 18 Immobilisations financières 466
18.1 Variations des immobilisations financières 466
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 467
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 468

18.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 468
18.5 Variations des actions propres 468
18.6 Créances de l'actif immobilisé 469

Note 19 Stocks et encours 469

Note 20 Créances de l'actif circulant 469

Note 21 Valeurs mobilières de placement 470

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 470

Note 23 Écarts de conversion – actif 471

Note 24 Variations des capitaux propres 471
24.1 Capital social 471
24.2 Distributions de dividendes 471

Note 25 Autres fonds propres 472

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 473

Note 27 Provisions pour risques 473

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 474
28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 474
28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 475
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 476
28.4 Provisions pour derniers cœurs 478
28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 478

Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 480

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 480
30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 481
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 482
30.3 Actifs de couverture 482
30.4 Hypothèses actuarielles 483

Note 31 Provisions pour autres charges 483

Note 32 Dettes 484

Note 33 Dettes financières 485
33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 486
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 486

Note 34 Écarts de conversion – passif 486

AUTRES INFORMATIONS 487

Note 35 Instruments financiers 487
35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 487
35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 488
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 488

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 489
36.1 Engagements donnés 489
36.2 Engagements reçus 490
36.3 Autres natures d'engagements 490

Note 37 Passifs éventuels 491

Note 38 Actifs dédiés 491
38.1 Réglementation 491
38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 491
38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 493

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 494
39.1 Relations avec les filiales 494
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 494

Note 40 Environnement 495
40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 495
40.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE) 495

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux 496

Note 42 Événements postérieurs à la clôture 496
42.1 Émission d'obligations Samouraï de 137 milliards de yens 496
42.2 Conseil d'administration du 13 février 2017 496

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme 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.

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan comptable général, modifié par le règlement n° 2015-06 du 23 novembre 2015.

Le règlement n° 2015-06 du 23 novembre 2015 homologué par arrêté du 4 décembre 2015 est d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2016. Son application n'a pas d'impact sur les comptes sociaux d'EDF SA.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2015.

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 existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

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.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW sont réunies. EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation au 1er janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim (voir note 2.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW »).

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées sont calées sur la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 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 2016 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

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 et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.2.2 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 2016 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2016 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.

1.2.3 Énergie en compteur et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de 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 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des 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.

1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

1.4.1 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 211-3 du Plan comptable général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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.

1.5.1 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 1.15).
- Pour les installations de production nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.15).

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 inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production 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.

1.5.2 Mode 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	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	40 à 50 ans
■ installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan comptable général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Les biens concédés 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.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…) pour les concessions initiales 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.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir 1.14.2).

1.6 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 pour ces besoins s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des Plans à Moyen Terme (PMT) et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

1.7.1 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 ».

Conformément à l'article 213-8 du PCG, 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.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir de la valeur de transaction, des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, 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, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en 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. En application de l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables relatif au Plan comptable général, 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.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe 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 pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 STOCKS ET ENCOURS

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 stock 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.

1.8.1 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 ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les encours 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…).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, 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.

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 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.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- 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'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- 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 3.2).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE

1.9.1 Créances d'exploitation

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 à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

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 ».

1.10 FRAIS D'ÉMISSION ET PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS

Les primes de remboursement sont amorties par fractions égales (linéairement), au prorata de la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

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.

1.11 ÉCARTS DE CONVERSION

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.

Les écarts de conversion sur les *swaps* adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la société.

1.13 AUTRES FONDS PROPRES

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 primes liés à l'émission sont amortis par résultat.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité – SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant ;
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. 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.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

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 de forces hydrauliques 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.

1.15 PROVISIONS HORS AVANTAGES DU PERSONNEL

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement 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 similaires, et, dans certains cas, 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 coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire liées à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au 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 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 (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
  - 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 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 note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait 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.

1.16 AVANTAGES DU PERSONNEL

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'avantages à long terme (médailles du travail…).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1er janvier 2005, pour la comptabilisation des 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, conformément à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC :

- 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 retraites ;
- 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 de l'évaluation 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 du coût 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.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à 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'accident 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 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 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 de Engie correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. 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.

1.16.3 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. À l'instar des 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.

1.17 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 court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge 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 de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, 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.

1.18 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, selon la nature des éléments couverts.

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.

1.19 ENVIRONNEMENT

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

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 n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

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 (stock) est comptabilisé 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 (provision) est enregistré 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.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 616-1 à 616-25 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

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 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/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 (stock) 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) 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.

Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

2.1 ALLONGEMENT À 50 ANS DE LA DURÉE D'AMORTISSEMENT DES CENTRALES NUCLÉAIRES REP 900 MW[1]

EDF considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2016.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, EDF a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui est également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, EDF progresse avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4e visite décennale de ce palier (VD4 – projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 sont en effet, même s'il reste des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN, comme en témoigne la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indique son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agit d'une étape importante du processus qui permet d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux dans l'attente de l'avis générique de l'ASN attendu quelques mois avant le démarrage des premières VD4.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long terme dégradés.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, EDF considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW est aujourd'hui de 50 ans. 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 et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers d'EDF SA au 31 décembre 2016 :

- Au 1er janvier 2016, du fait du décalage des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent de 2 044 millions d'euros (voir note 28), dont 1 657 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés (voir note 38.2.4). Cette reprise de provision n'impacte pas le compte de résultat mais est imputée sur la valeur nette comptable des actifs (voir note 17). Elle est fiscalisée pour sa quasi-totalité et génère une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.

1. *Hors Fessenheim.*

- Sur l'exercice 2016, les impacts sont estimés comme suit :
  - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1er janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 959 millions d'euros (voir note 11) et une diminution du résultat exceptionnel de (81) millions d'euros, correspondant à une reprise moindre des amortissements dérogatoires (voir note 14) ;
  - la diminution des provisions nucléaires au 1er janvier 2016 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 90 millions d'euros ;
  - la reprise en résultat des contributions reçues sur les centrales en participation diminue de 42 millions d'euros ;
  - au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 926 millions d'euros, et diminuer le résultat net de 72 millions d'euros.

2.2 HINKLEY POINT C : SIGNATURE DES CONTRATS DÉFINITIFS

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un Accord Stratégique d'Investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord inclut également un partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016.

Cette étape importante clôt la phase de développement du projet Hinkley Point C après dix années de planification et de préparation : réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, obtention de la licence du site nucléaire et démarrage des travaux sur site.

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords de garantie de financement du projet HPC ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, comme indiqué au gouvernement britannique, EDF n'a actuellement pas l'intention d'utiliser la garantie et le projet sera financé sur fonds propres, tout au moins dans une première étape.

Taux de rendement et sensibilité

Le coût total du projet est estimé à 18 milliards de livres sterling en nominal (hors intérêts intercalaires). L'investissement sera, au moins dans un premier temps, financé sur le bilan de chacun des partenaires, la quote-part du groupe EDF s'élevant à 12 milliards de livres sterling, celle de CGN, à 6 milliards.

Ces montants incluent une provision pour risques et aléas. Si le montant final du projet s'avérait inférieur, les gains dégagés seraient partagés avec les consommateurs au titre du mécanisme de partage des gains du contrat pour différence. Les investisseurs portent les risques de la construction de la centrale, notamment en cas de dépassement des délais et du budget prévus.

L'engagement total des actionnaires comprend une marge supplémentaire de 15 %, s'élevant à 2,7 milliards de livres sterling, en sus des 18 milliards prévus.

Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) est estimé à environ 9 %.

La sensibilité de ce TRI est d'environ 45 points de base pour douze mois de retard dans la construction.

Accords sécurisant les revenus : contrat pour différence (*Contract for Difference* – CfD)

Comme cela a été annoncé le 21 octobre 2015, la société de projet HPC et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé les conditions du contrat pour différence qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CfD vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

À 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 paiera la différence.

2.3 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES SENIORS

Le 6 octobre 2016, EDF a levé l'équivalent de 5,4 milliards d'euros avec une série d'émissions obligataires senior en dollars américains, euros et francs suisses se décomposant comme suit :

- EDF a lancé une émission obligataire senior multidevise de 3 milliards d'euros sur quatre tranches :
  - obligation verte *(green bond)* de 1 750 millions 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 %.
- Le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur deux obligations seniors 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 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement d'EDF et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

2.4 EDF ET AREVA SIGNENT LES ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ACQUISITION DES ACTIVITÉS D'AREVA NP

EDF et AREVA SA avaient signé le 30 juillet 2015 un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering »), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global, couvrant par exemple la promotion d'offres intégrées (assemblages combustibles et matières) en cas de vente de nouveaux réacteurs à l'export, la coopération dans le domaine du démantèlement (méthodes, outils, compétences…) et dans celui de l'entreposage des combustibles usés (offres communes à l'export), la poursuite des études sur les réacteurs de quatrième génération (chaudière et combustibles) et la coopération en matière de R&D.

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP.

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital [1] d'AREVA NP, ce montant étant susceptible, d'une part, d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération et, d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016. Il a pris acte des faits nouveaux intervenus depuis début 2016, sans remise en cause des trois volets ci-dessus, sans modification de la valorisation et avec une révision de l'éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 325 millions d'euros.

Les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 sont :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New AREVA NP, dont EDF acquerra le contrôle exclusif et qui reprendra les contrats actuellement détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entend se prémunir. Ainsi, les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, en fonction notamment de leur échéance et de l'évaluation des risques associés à ces contrats qui aura été faite dans le cadre des audits en cours ;
- AREVA NP reste une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserve les contrats actuels, hors ceux transférés à New AREVA NP. La valorisation de New AREVA NP reste celle validée par EDF pour AREVA NP, à savoir 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital ;
- la volonté commune d'AREVA et d'EDF de créer la société dédiée actuellement dénommée « Nuclear Island Common Engineering » (NICE) avant la réalisation de l'opération d'acquisition par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication. Le nouveau protocole pose les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New AREVA NP, indemnisations spécifiques et garantie générale, conditions suspensives à la réalisation (envisagée fin 2017) de l'opération d'achat par EDF du contrôle exclusif de New AREVA NP en fonction des conclusions de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 et des résultats de l'audit qualité lancé par AREVA NP dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont. Ainsi, les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA, selon des mécanismes usuels, visant à permettre en tout état de cause une immunisation complète d'EDF contre les risques associés aux anomalies qualifiées de graves qui pourraient être identifiées.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été élaboré entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP, d'autre part. Il a recueilli un avis du Comité central d'entreprise d'EDF le 27 octobre 2016 et du Comité central d'entreprise d'AREVA le 10 novembre 2016. Il a été ensuite approuvé par les Conseils d'administration d'AREVA le 10 novembre 2016 et d'EDF le 15 novembre 2016. Le contrat a été signé par les parties le 15 novembre 2016.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Parallèlement, AREVA et EDF ont engagé des discussions avec les investisseurs stratégiques ayant exprimé leur intérêt pour entrer au capital de New AREVA NP aux côtés d'EDF, la participation acquise par EDF pouvant ainsi être réduite à une participation cible d'au moins 51 %, tout en conservant le contrôle.

2.5 EDF, CAISSE DES DÉPÔTS ET CNP ASSURANCES : SIGNATURE D'UN ACCORD ENGAGEANT

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ont conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité [2] (RTE), et les modalités d'un partenariat long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée est fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE, qui pourra éventuellement être complétée par un complément de valeur pouvant atteindre environ 100 millions d'euros.

La réalisation effective de l'opération devrait intervenir courant 2017, après notamment l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires (contrôle des concentrations…).

1. *Sans reprise de dette financière.*
2. *Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.*

Le schéma retenu a conduit EDF à transférer le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise à ce stade dénommée C25, en contrepartie de titres de la société C25 pour 5 143 millions d'euros et 2 667 millions d'euros de numéraire.

EDF cédera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société.

Au 31 décembre 2016, cette opération s'est traduite par la constatation d'une plus-value de cession pour un montant de 3 780 millions d'euros enregistrée en résultat exceptionnel (voir note 14). La participation d'EDF dans C25 est classée au bilan en titres de participation pour la part qui sera conservée par EDF à l'issue de l'opération (50,1 %) et en TIAP pour la part qui sera cédée en 2017 à la Caisse des Dépôts/CNP Assurances (49,9 %) (voir note 18).

Suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, les titres de la société C25 peuvent être affectés au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF. À fin 2016, 75,93 % des titres de la société C25 sont ainsi affectés aux actifs dédiés (voir note 38.2.3). À l'issue de l'opération, le solde de la participation d'EDF dans la société C25 (50,1 %) sera affecté au portefeuille d'actifs dédiés.

2.6 CESSION PARTIELLE DE LA CRÉANCE CSPE

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) qu'il détient sur l'État à raison du déficit de compensation de la CSPE accumulé au 31 décembre 2015.

Cette créance a été cédée à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession, net des frais et commissions, s'élève à 1 538 millions d'euros.

La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'endettement à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

2.7 PROTOCOLE D'INDEMNISATION RELATIF À LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF. Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe installation nucléaire de base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

Le Conseil a décidé que la présentation de cette demande d'abrogation donnera lieu à une nouvelle délibération de sa part en vue de constater que ces conditions sont réalisées.

Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice

3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

3.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente 2014-2015 par le Conseil d'État

Plusieurs recours en annulation et en abrogation, formés par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) étaient instruits par le Conseil d'État, contre les arrêtés des 28 juillet 2014 et 30 octobre 2014 et le décret du 28 octobre 2014.

Après une lecture publique des conclusions du rapporteur le 13 mai dernier, le Conseil d'État a rendu ses arrêts les 19 mai et 15 juin 2016, concluant :

- au rejet au fond du recours en annulation du décret du 28 octobre 2014, validant, de fait la construction des tarifs par la méthode de l'empilement ;
- à l'annulation de l'arrêté du 28 juillet 2014 qui annulait la hausse de 5 % des tarifs bleus prévue au 1er août 2014 dans le décret du 26 juillet 2013 pour insécurité juridique ;
- à l'annulation de l'arrêté du 30 octobre 2014 en raison du niveau insuffisant des tarifs bleus résidentiels et verts, fixés sans intégrer la totalité de la régularisation tarifaire constatée à cette date.

La publication au *Journal officiel* (JO) des arrêtés rectificatifs tarifaires 2014-2015 demandés par le Conseil d'État a eu lieu le 2 octobre 2016.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 1 018 millions d'euros a été comptabilisé en 2016 dans le compte de résultat (voir note 4). Après prise en compte de divers coûts afférents à cette régularisation tarifaire, l'impact sur le résultat courant avant impôt sur l'exercice 2016 s'élève à 856 millions d'euros.

3.1.2 Tarifs réglementés de vente d'électricité

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, le 7 décembre 2015, la responsabilité de la proposition des grilles tarifaires a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération proposant une baisse de 0,5 % du tarif bleu résidentiel en moyenne et de 1,5 % du tarif bleu non résidentiel également en moyenne. Les ministres concernés ont accepté cette proposition et l'arrêté relatif à ces nouvelles grilles a été publié le 29 juillet 2016 au JO avec date d'effet au 1er août 2016. La délibération de la CRE détaille également les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

Tarifs jaunes et verts

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1er janvier 2016, environ trois quarts des sites concernés par la fin de ces tarifs avaient conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix ont été alimentés par leur fournisseur historique dans le cadre d'un contrat transitoire dont l'échéance était fixée au 30 juin 2016.

La CRE a organisé au cours du premier semestre 2016 des appels d'offres auprès des fournisseurs afin de répartir les sites n'ayant pas choisi de fournisseur au 30 juin 2016 (environ 20 000 début juin 2016). Les fournisseurs ont enchéri sur la base de lots, d'un contrat et d'un prix de l'électricité déterminés par la CRE, en proposant un montant de reversement à l'État par mégawattheure vendu. Le nombre de lots attribuables à un même fournisseur était limité à 15 % des lots.

EDF a emporté 15 % des lots comme plusieurs autres fournisseurs et alimente les sites depuis le 1er juillet 2016 sur la base du contrat et des prix déterminés par la CRE, tout en continuant à proposer ses propres offres.

La CRE a organisé en novembre 2016 un second appel d'offres afin de répartir les sites restant à cette date en offre transitoire du fait de lots infructueux, de sites qui n'avaient pas été intégrés dans des lots lors du premier appel d'offres ou de sites non basculés dans le périmètre du fournisseur allocataire (environ 2 700). L'appel d'offre ayant été infructueux, ces sites demeurent alimentés en offre transitoire.

3.2 AUTORISATION PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE DU MÉCANISME RÉVISÉ DE CAPACITÉ FRANÇAIS

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le marché de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a mis un terme à l'enquête approfondie ouverte un an plus tôt à l'encontre de la France et a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1er janvier 2017. L'arrêté du 8 novembre 2016 définit les modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH (voir note 3.4).

La décision de la Commission européenne résulte des engagements pris par les pouvoirs publics français de modifier le mécanisme sur trois volets principaux :

- faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché en permettant aux nouvelles capacités, sous condition, d'obtenir des certificats d'une durée de sept ans ;
- introduire la possibilité pour les exploitants de capacités situées dans les États membres voisins de participer au mécanisme français, en fonction de la capacité disponible aux interconnexions aux heures de pointe ;
- accroître la transparence du mécanisme et instaurer des mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

La modification des règles du mécanisme, intervenue en novembre 2016, a permis la mise en œuvre de la troisième mesure.

Les deux autres mesures nécessitent des modifications supplémentaires des règles et entreront en vigueur à partir de 2019. Les acteurs du marché de capacité seront consultés sur les évolutions des règles courant 2017.

Une première session de marché a été organisée par EPEX Spot le 15 décembre 2016. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentent 22,6 GW. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW. Pour 2017, ce prix d'équilibre définit également le « prix de référence marché » de la capacité.

Le prix de la capacité sera répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs.

De nouvelles enchères auront lieu en 2017 pour les années 2017 et suivantes.

3.3 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Le mécanisme de financement et de compensation des charges de service public de l'énergie a pour objet d'indemniser les opérateurs auxquels sont assignées un certain nombre de charges de service public de gaz et d'électricité. EDF en est l'opérateur prépondérant [1].

1. *Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.*

Les charges couvertes par le mécanisme

Le mécanisme actuellement en vigueur est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Il est piloté par l'État qui en assure le financement dans son budget avec le concours de la CRE qui calcule et propose à l'État les montants de charges à compenser pour chaque opérateur. Ainsi, les charges de service public de l'énergie sont intégrées au budget de l'État dans deux comptes spécifiques :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », qui couvre notamment les dépenses supportées par les opérateurs obligés comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des énergies renouvelables (EnR) et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF et le remboursement du trop-versé de la taxe TICFE (renommée CSPE) par les industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations ;
- un second compte intitulé « Service public de l'énergie » du budget général de l'État qui couvre les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors EnR et de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI).

Les ressources du mécanisme

Le financement du mécanisme est assuré par des recettes provenant de quatre taxes sur les consommations d'énergie (la TICFE pour l'électricité, la TICC pour les charbons et assimilés, la TICGN pour le gaz naturel et la TICPE pour les carburants) dans des proportions variables.

Pour l'année 2016, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été alimenté par la totalité des recettes de la TICFE et par 2,16 % des recettes de la TICGN. Les recettes des autres taxes contribuent au financement du budget général sans pour autant être directement affectées à un poste de dépense particulier.

À partir du 1er janvier 2017, le financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » est assuré par les recettes des taxes sur les énergies carbonées : principalement par la TICPE et en complément, la TICC. Les autres taxes, dont la TICFE, contribuent au financement du budget général.

Le niveau de la TICFE (renommée CSPE) est resté stable en 2016, soit 22,5 €/MWh pour son taux plein, et entre 0,5 €/MWh et 7,5 €/MWh pour les taux réduits applicables aux consommateurs électro-intensifs selon un critère de kilowattheures par euro de valeur ajoutée et d'électro-intensivité. Ces niveaux restent inchangés dans la loi de finances pour 2017.

La compensation des charges supportées par EDF en 2016

Les charges à compenser à EDF au titre de 2016 s'élèvent à 6 365 millions d'euros, en hausse de 1 % par rapport à 2015. Cette légère augmentation s'explique principalement par une hausse du coût des obligations d'achat principalement due à la croissance en volume des EnR liée au développement du parc de production EnR en France, en partie compensée par une baisse des charges liées aux surcoûts de production dans les zones non interconnectées. Les montants encaissés en 2016 s'établissent quant à eux à 6 357 millions d'euros, soit une hausse de 4 % par rapport à 2015.

Le remboursement du déficit historique antérieur à la réforme

L'État a pris le 2 décembre 2016 un arrêté dans lequel il fixe le montant définitif de la créance due à EDF au 31 décembre 2015 lié aux déficits de compensation cumulés pour la période passée (5 780 millions d'euros pour le principal hors intérêts 2015). Cet arrêté établit également un échéancier annuel de remboursement d'ici 2020 de cette créance.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la compensation des charges de service public de l'énergie qu'elle détient sur l'État à raison du déficit de compensation accumulé au 31 décembre 2015. Cette créance a été cédée à un *pool* d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession, net des frais et commissions, s'élève à 1 538 millions d'euros.

À partir de 2017, suite à cette opération, EDF percevra 73,6 % (quote-part de la créance non cédée) des flux de remboursement de la créance et des intérêts associés versés par l'État.

3.4 ARENH

En raison de la baisse extrêmement marquée des prix, le marché de gros est devenu sur la majeure partie de l'année une source d'approvisionnement attractive ; en conséquence, les souscriptions ARENH ont été nulles à la fois lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016 et lors du guichet de mi-année destiné à la fourniture du second semestre 2016.

En revanche, la souscription par les fournisseurs alternatifs au guichet de novembre/décembre 2016 a été massive (40,8 TWh fermes pour le premier semestre 2017). En effet, la remontée extrêmement rapide des prix *forward* 2017 (notamment sur le premier trimestre tirant l'ensemble de l'année vers le haut) dans les semaines précédant le guichet de novembre/décembre 2016, les a conduits à dépasser le prix de l'ARENH, de 42 €/MWh, qui intègre également la valeur des garanties de capacités.

Les arrêtés des 8 et 14 novembre 2016 ont fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Ventes d'énergie (1)	38 836	39 504
Ventes de services et divers	2 021	2 049
CHIFFRE D'AFFAIRES	**40 857**	**41 553**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2016 est principalement liée à un contexte de concurrence accrue (fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts) et à la baisse des prix de marché de l'électricité. Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire liée principalement à des demandes de contrôles de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a entraîné une forte diminution de l'offre sur les marchés de gros.

Cette diminution du chiffre d'affaires a été partiellement compensée par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015 pour 1 018 millions d'euros (voir note 3.1) et par un effet climatique favorable.

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2016	2015
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 532**	**6 338**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 510 millions d'euros en 2016 (6 320 millions d'euros en 2015). L'évolution s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie éolienne et photovoltaïque et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2016	2015
Reprises sur provisions pour risques	**261**	**158**
Pensions et obligations assimilées	1 219	1 272
Gestion du combustible nucléaire usé	817	826
Gestion à long terme des déchets radioactifs (1)	698	215
Déconstruction des centrales nucléaires	159	165
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	51	32
Autres provisions pour charges	225	121
Reprises sur provisions pour charges	**3 169**	**2 631**
Reprises sur dépréciations	**378**	**335**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	**3 808**	**3 124**

(1) Dont une reprise de 465 millions d'euros correspondant à un reclassement des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé (voir note 11.2).

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2016	2015
Autres produits d'exploitation	665	824
Transferts de charges	119	114
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**784**	**938**

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2016	2015
Achats consommés de combustibles (1)	2 894	2 823
Achats d'énergie (2)	12 427	10 933
Achats de services et autres achats consommés de biens (3)	18 087	19 338
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**33 408**	**33 094**

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les achats d'énergie incluent les obligations d'achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis.

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2016	2015
Impôts et taxes sur rémunérations	176	171
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 236	1 226
Contribution Économique Territoriale	482	561
Taxes foncières	408	393
Autres impôts et taxes	314	331
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 616**	**2 682**

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2016	2015
Salaires et traitements	4 001	3 964
Charges sociales	2 873	2 848
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 874**	**6 812**

	2016			2015
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	28 979	36 277	65 256	66 337
Autres	1 882	2 356	4 238	4 432
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**30 861**	**38 633**	**69 494**	**70 769**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2016	2015
Sur immobilisations incorporelles	181	158
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre (1)	2 451	3 032
■ du domaine concédé (2)	246	233
Dotations aux amortissements des immobilisations	**2 878**	**3 423**
Autres dotations aux amortissements	**26**	**24**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**2 904**	**3 447**

(1) Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles du domaine propre sont impactées par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 pour 959 millions d'euros (voir note 2.1).

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

11.2 DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS

(en millions d'euros)	2016	2015
Provisions pour risques (1)	**372**	**353**
Pensions et obligations assimilées	891	885
Gestion du combustible nucléaire usé	389	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs (2)	173	516
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs (3)	156	590
Déconstruction des centrales therrmiques classiques et hydrauliques	22	
Autres provisions	137	143
Provisions pour charges	**1 768**	**2 860**
Dépréciations (4)	**506**	**550**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	**2 646**	**3 763**

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont en 2015 une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir note 28.2 – « déchets HA-MAVL ») et une reprise de 332 millions d'euros au titre des conséquences sur la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs de la mise à jour du scénario industriel pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées (voir note 28.2 – « déchets FAVL »).

(3) Dont une dotation de 125 millions d'euros en 2016 concernant l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon. Une dotation de 590 millions d'euros avait été comptabilisée en 2015 à l'occasion de la mise à jour des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtés (voir note 28.3).

(4) Dont une dotation de 29 millions d'euros en 2016 liée à la décision de fermer la tranche 1 de la centrale thermique de Porcheville début 2017. Une dotation de 70 millions avait été comptabilisée en 2015 liée à la décision de fermer la centrale thermique d'Aramon début 2016.

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 1 482 millions d'euros en 2016 (1 409 millions d'euros en 2015) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations cédées.

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2016		2015	
Produits financiers de participations [1]		2 240		2 081
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]		555		458
Charges et produits d'intérêts et assimilés [3]		(2 856)		(2 662)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges [4]		1 535		339
Résultat de change		**466**		**936**
■ Gains de change réalisés	3 061		5 489	
■ Pertes de change réalisées	(2 595)		(4 553)	
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement		**(35)**		**(12)**
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	9		25	
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(44)		(37)	
Dotations financières aux amortissements et provisions [5]		(3 169)		(3 415)
RÉSULTAT FINANCIER		**(1 264)**		**(2 275)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (551 millions d'euros en 2016 et 454 millions d'euros en 2015) ;*
- *RTE (129 millions d'euros en 2016 et 176 millions d'euros en 2015) ;*
- *C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (345 millions d'euros en 2016 et 646 millions d'euros en 2015) ;*
- *EDF International (500 millions d'euros en 2016 et 400 millions d'euros en 2015) ;*
- *EDF Holding (517 millions d'euros en 2016 et 235 millions d'euros en 2015) ;*
- *PEI (55 millions d'euros en 2016 et 17 millions d'euros en 2015) ;*
- *EDF Immo (61 millions d'euros en 2016 et 39 millions d'euros en 2015) ;*
- *EDEV (100 millions d'euros en 2015 sans équivalent en 2016).*

(2) En 2016, ce poste intègre un produit de 100 millions d'euros (88 millions d'euros en 2015) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) L'augmentation est liée pour l'essentiel à l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change pour (453) millions d'euros. En 2015, une charge d'intérêts financiers pour 282 millions d'euros avait été comptabilisée suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 concernant le RAG (voir note 2.2 de l'annexe des comptes sociaux au 31 décembre 2015).

(4) La variation s'explique principalement par la reprise d'une provision pour pertes de change latentes au titre des emprunts long terme pour un montant de 1 128 millions d'euros (voir note 27).

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. Ces charges correspondent également (i) à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devise étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée, qui diminue sensiblement en 2016 et (ii) aux dotations aux provisions pour dépréciation des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille et des titres de participation.

En 2016, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente en lien avec la baisse du taux d'actualisation réel (2,7 % au 31 décembre 2016 et 2,9 % au 31 décembre 2015), à hauteur de 679 millions d'euros. A contrario, *l'effet du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée est très favorable comparé à 2015, en lien avec l'évolution des devises.*

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2016, le résultat exceptionnel représente un produit net de 4 277 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 3 780 millions d'euros au titre de la cession de l'intégralité des titres de participation RTE à la société C25 (voir note 2.5) ;
- des plus-values nettes de 367 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 126 millions d'euros, incluant notamment une reprise moindre des amortissements dérogatoires de 81 millions d'euros du fait de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1er janvier 2016 (voir note 2.1).

Au 31 décembre 2015, le résultat exceptionnel représente un produit net de 846 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 707 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 117 millions d'euros.

Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 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 2016 comprend 224 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, Enedis, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et Dalkia.

15.2 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, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale et contribution de 3 % sur les distributions).

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 une charge d'impôt de 680 millions d'euros au titre de l'exercice 2016. Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 839 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2016 ;
- une charge de 59 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 218 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2016 au titre du CICE 2015 ont été destinées au financement des efforts de la société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée 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 constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- 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.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles (1)	(14 938)	(13 560)	(1 378)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(967)	(1 528)	561
■ Autres	(378)	(287)	(91)
Total actif d'impôt – taux normal	**(16 283)**	**(15 375)**	**(908)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	2 276	2 457	(181)
■ Autres	1 716	1 435	281
Total passif d'impôt – taux normal	**3 992**	**3 892**	**100**
■ Plus value en sursis d'imposition	79	79	–
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(10)	(4)	(6)
Total passif d'impôt – taux réduit	**69**	**75**	**(6)**
SITUATION FISCALE DIFFERÉE (EN BASE)	**(12 222)**	**(11 408)**	**(814)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	3 585	3 954	(369)
Dette future d'impôt au taux réduit	(2)	(3)	1

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.
(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 28,92 %.

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2016
Logiciels	1 354	217	192	1 379
Autres	232	9	1	240
Immobilisations incorporelles	**1 586**	**226**	**193**	**1 619**
Terrains	119	5	6	118
Constructions et agencements de terrains	9 984	423	56	10 351
Tranches de production nucléaire	52 134	2 839	771	54 202
Matériel et outillage industriel hors réseau	12 086	804	318	12 572
Réseau du domaine propre	939	61	1	999
Autres immobilisations corporelles	1 493	142	88	1 547
Immobilisations corporelles du domaine propre	**76 755**	**4 274**	**1 240**	**79 789**
Terrains	39	1	–	40
Constructions et agencements de terrains	9 740	185	19	9 906
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 464	51	11	1 504
Réseau du domaine concédé	2 553	120	15	2 658
Autres immobilisations corporelles	10	1	–	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**13 806**	**358**	**45**	**14 119**
Immobilisations corporelles (2)	11 940	6 204	4 085	14 059
Immobilisations incorporelles (2)	1 363	328	1 059	632
Avances et acomptes versés sur commandes	2 844	206	–	3 050
Immobilisations en cours	**16 147**	**6 738**	**5 144**	**17 741**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (3)	**108 294**	**11 596**	**6 622**	**113 268**

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR de Flamanville 3. Ils comprennent également un reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR de Flamanville 3 d'Immobilisations incorporelles en cours en Immobilisations corporelles en cours.

(3) Dont l'EPR de Flamanville 3 pour 8 801 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2016
Logiciels	643	198	192	649
Autres	92	10	–	102
Immobilisations incorporelles	**735**	**208**	**192**	**751**
Terrains et constructions	6 773	232	53	6 952
Tranches de production nucléaire (1)	35 447	3 797	815	38 429
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 833	539	354	8 018
Réseau du domaine propre	418	28	1	445
Autres immobilisations corporelles	878	123	78	923
Immobilisations corporelles du domaine propre	**51 349**	**4 719**	**1 301**	**54 767**
Terrains et constructions	6 087	141	17	6 211
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 017	24	8	1 033
Réseau du domaine concédé	1 026	69	13	1 082
Autres immobilisations corporelles	10	1	–	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**8 140**	**235**	**38**	**8 337**
Immobilisations corporelles en cours	**259**	**8**	**126**	**141**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**60 483**	**5 170**	**1 657**	**63 996**

(1) L'augmentation des amortissements et dépréciations des « Tranches de production nucléaire » est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 900 MW au 1er janvier 2016 pour 2 044 millions d'euros (voir note 2.1).

Note 18 Immobilisations financières

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2016	Valeurs brutes au 31/12/2015
Participations [1]	55 667	57 169
Créances rattachées aux participations	51	451
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	16 698	12 823
Autres titres immobilisés	257	162
Créance CSPE [3]	4 184	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	9 686	7 816
Total valeur brute des immobilisations financières	**86 543**	**84 293**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(171)	(185)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(183)	(222)
Total dépréciations	**(354)**	**(407)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**86 189**	**83 886**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :
- *la cession de la totalité des titres RTE à la société C25 pour une valeur nette comptable de 4 030 millions d'euros ;*
- *la rémunération en titres de la société C25 pour un montant total de 5 143 millions d'euros dont 2 577 millions d'euros classés en titres de participation et 2 566 millions d'euros classés en TIAP (voir note 2.5).*

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période. Les titres de la société C25 destinés à être cédés à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances (soit 49,9 %) sont classés en TIAP pour 2 566 millions d'euros (voir note 2.5). Les acquisitions et cessions d'actifs dédiés génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2016 (voir note 14).

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2016 s'élèvent à 293 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie.

La variation de la créance CSPE est par ailleurs liée à la cession par EDF d'une quote-part de la créance liée au déficit de compensation jusqu'au 31 décembre 2015 ainsi que des intérêts associés pour 1 501 millions d'euros, dont 872 millions d'euros étaient en actifs dédiés (voir note 2.6).

(4) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2016 est de 9 592 millions d'euros, dont 4 560 millions d'euros pour EDF International, 1 506 millions d'euros pour EDF Energy, 926 millions d'euros pour PEI, 1 068 millions d'euros pour Dalkia, 1 158 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, et 220 millions d'euros pour Edison. Le prêt d'EDF à RTE a été remboursé intégralement en octobre 2016 (670 millions d'euros au 31 décembre 2015).

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2016	% du capital détenu	Capitaux propres 2015	Résultats de l'exercice 2015	Dividendes reçus en 2016	Chiffres d'affaires 2015
I. Filiales							
Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 286	(15)	–	2
EDF International	25 930	–	100	21 720	(1 194)	500	2
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	–	100	882	58	55	712
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 598	544	517	–
Société C3	11 196	–	100	11 639	363	345	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 442	52	61	–
C25 (1)	2 577	–	100	–	–	–	–
Autres	1 071	–	100	984	34	36	–
Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	–	50	10	–	–	8
Dalkia Investissement	200	26	100	150	14	–	n. s.
Dalkia Holding	967	–	99	551	45	20	2 066
Enedis	2 700	–	100	4 775	374	551	13 548
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	129	–	–	34
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	–	50	113	4	4	11
Forces Motrices du Chatelôt	n. s.	–	50	8	n. s.	n. s.	5
Autres (GIE EIFER)	**112**	**110**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
TOTAL I	**55 536**	**150**				**2 089**	

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) C25 : société détenant à 100 % RTE dont 2 577 millions d'euros classés en titres de participation et 2 566 millions d'euros classés en TIAP car destinés à être cédés en 2017 (voir note 2.5).

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2016	% du capital détenu	Capitaux propres 2015	Résultats de l'exercice 2015	Dividendes reçus en 2016
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**55 536**	**150**				**2 089**
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	21	35	251	9	7
Total II.1	**130**	**21**				**7**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	–	–	–	–	–	–
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	–	10	109	5	n. s.
Total II.2	**1**	**–**				**–**
Total II	**131**	**21**				**7**
Total brut des filiales et participations	**55 667**	**171**				**2 096**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**55 496**					

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 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	**12 823**	**12 609**	**14 463**	**16 698**	**16 520**	**17 606**

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2016, pour 15 245 millions d'euros d'actifs dédiés (dont 1 328 millions de titres de la société C25 (voir note 38.2.3)) et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 87 millions d'euros.

18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES

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).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2015	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2016
ACTIONS PROPRES	**35**	**118**	**(127)**	**26**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2016 s'élève à 2 618 621 actions pour une valeur de 26 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2015
Créances rattachées à des participations	2	–	49	51	451
Créance CSPE	977	3 207	–	4 184	5 872
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	6 776	1 692	1 219	9 687	7 816
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**7 755**	**4 899**	**1 268**	**13 922**	**14 139**

Note 19 Stocks et encours

(en millions d'euros)	31/12/2016 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	31/12/2015 Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 746	(19)	8 727	8 598	(17)	8 581
Autres matières premières	185	–	185	236	–	236
Autres approvisionnements	1 109	(198)	911	1 205	(175)	1 030
Encours de production et autres stocks	333	(30)	303	365	–	365
TOTAL STOCKS	**10 373**	**(247)**	**10 126**	**10 404**	**(192)**	**10 212**

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2016	Montants bruts au 31/12/2015
Avances et acomptes versés sur commandes	**358**	**465**	**274**	**1 097**	**1 224**
■ Créances clients et comptes rattachés :					
– Factures établies	2 299	–	–	2 299	2 094
– Factures à établir (1)	14 061	127	–	14 188	12 157
■ Autres créances d'exploitation (2)	5 641	63	156	5 860	5 725
Créances d'exploitation	**22 001**	**190**	**156**	**22 347**	**19 976**
Instruments de trésorerie (3)	**1 159**	**1 457**	**1 994**	**4 610**	**4 759**
Charges constatées d'avance	**529**	**242**	**563**	**1 334**	**1 339**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**24 047**	**2 354**	**2 987**	**29 388**	**27 298**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée et intègrent le produit à recevoir comptabilisé en 2016 au titre de la régularisation tarifaire (voir note 3.1) pour la part non encaissée au 31 décembre 2016, soit 966 millions d'euros.

(2) Elles comprennent 3 476 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 637 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 640 millions d'euros en 2015). L'autre partie de la créance liée à ce mécanisme figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	0
OPCVM	3 955	3 518	437
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	4 179	4 098	81
Obligations	6 787	5 686	1 101
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 280	602	1 678
Total valeur brute	**17 204**	**13 907**	**3 297**
Dépréciations	**(10)**	**(7)**	**(3)**
TOTAL VALEUR NETTE	**17 194**	**13 900**	**3 294**

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation
Valeurs mobilières de placement	17 204	13 907	3 297
Disponibilités	5 457	6 199	(742)
Sous-total à l'actif du bilan	**22 661**	**20 106**	**2 555**
OPCVM en euros	(3 955)	(3 518)	(437)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(4 084)	(3 951)	(133)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(95)	(147)	52
Obligations	(6 787)	(5 686)	(1 101)
Actions propres	(3)	(3)	0
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 280)	(602)	(1 678)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(17 204)**	**(13 907)**	**(3 297)**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	**–**	**56**	**(56)**
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	**(9 438)**	**(8 682)**	**(756)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE (1)	**(3 981)**	**(2 427)**	**(1 554)**
Élimination de l'incidence des variations de change			**(250)**
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			**(57)**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE (1)			**(1 861)**

(1) Voir tableau de flux de trésorerie.

Note 23 Écarts de conversion – actif

Les écarts de conversion – actif présentent au 31 décembre 2016 une perte latente de change de 1 083 millions d'euros liée principalement aux effets défavorables de l'évolution de la livre sterling et du dollar américain (2 070 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Note 24 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 2014	**930**	**10 967**	**4 539**	**1 649**	**174**	**6 324**	**24 583**
Affectation du résultat 2014	–	–	380	(380)	–	–	–
Résultat 2015	–	–	–	271	–	–	271
Augmentation de capital au 18/12/2015	30	876	–	–	–	–	906
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 269)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividendes	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	6	214	–	(4)	(91)	125
Situation au 31 décembre 2015	**960**	**11 849**	**4 075**	**271**	**170**	**6 233**	**23 558**
Affectation du résultat 2015	–	8	(758)	750	–	–	–
Résultat 2016	–	–	–	5 517	–	–	5 517
Augmentation de capital au 30/06/2016	47	892	–	–	–	–	939
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 021)	–	–	(1 020)
Augmentation de capital au 31/10/2016	48	875	–	–	–	–	923
Acompte sur dividendes	–	–	(1 006)	–	–	–	(1 006)
Autres variations	–	3	–	–	(1)	(101)	(99)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2016	**1 055**	**13 627**	**2 311**	**5 517**	**169**	**6 132**	**28 812**

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2016, le capital social s'élève à 1 054 568 341,50 euros, composé de 2 109 136 683 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 85,62 % par l'État, 12,68 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,57 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,13 % d'actions autodétenues.

En juin 2016, le paiement en actions du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2015 s'est traduit par une augmentation du capital social de 47 millions d'euros et une prime d'émission de 892 millions d'euros, suite à l'émission de 93 112 364 actions nouvelles.

En octobre 2016, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 48 millions d'euros et une prime d'émission de 875 millions d'euros, suite à l'émission de 95 885 292 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2016 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2015 à 1,10 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 1,21 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 18 décembre 2015, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2015 s'élève à 0,53 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,64 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2016.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2015 s'élève à 82 millions d'euros.

Le 30 septembre 2016, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,50 euro par action au titre de l'exercice 2016, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016 pour un montant de 1 006 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 83 millions d'euros.

Note 25 Autres fonds propres

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 11 038 millions d'euros à fin décembre 2016.

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

(en millions de devises) Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Contre-valeur des biens	105	106
Écarts de réévaluation	885	913
Amortissement de caducité	164	137
Concessions des forces hydrauliques	**1 154**	**1 156**
Contre-valeur des biens	1 653	1 597
Financement du concessionnaire non amorti	(999)	(960)
Amortissement du financement du concédant	306	293
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	7
Concessions de distribution publique (1)	**966**	**937**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 120**	**2 093**

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 27 Provisions pour risques

		Dotations		Reprises				
(en millions d'euros)	31/12/2015	Exploitation (1)	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières (2)	Autres	31/12/2016
Provisions pour pertes de change	2 071	–	147	–	–	(1 135)	–	1 083
Provisions pour contrats déficitaires	632	147	9	(100)	(16)	–	–	672
Autres provisions pour risques	353	225	–	(42)	(103)	–	1	434
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**3 056**	**372**	**156**	**(142)**	**(119)**	**(1 135)**	**1**	**2 189**

(1) La dotation est notamment liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.
(2) La reprise de dotation concerne les emprunts long terme pour 1 128 millions d'euros (voir note 13).

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent 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 dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

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 et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2015	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet [2]	Autres mouvements [3]	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé	10 391	389	637	(791)	(491)	523	10 658
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 254	173	729	(233)	–	43	8 966
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**18 645**	**562**	**1 366**	**(1 024)**	**(491)**	**566**	**19 624**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 930	156	723	(159)	–	(1 528)	14 122
Provisions pour derniers cœurs	2 555	–	93	–	–	(361)	2 287
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**17 485**	**156**	**816**	**(159)**	**–**	**(1 889)**	**16 409**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**36 130**	**718**	**2 182**	**(1 183)**	**(491)**	**(1 323)**	**36 033**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 502 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2016 passant par compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 680 millions d'euros.

(2) Suite à une évolution de scénario industriel, des prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire de combustibles usés n'ont plus lieu d'être provisionnées. La diminution au titre des provisions pour gestion du combustible usé intègre une reprise de provision de 491 millions d'euros à ce titre.

(3) Les autres mouvements comprennent les variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) qui résultent en 2016 :

- *des conséquences de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 (voir note 2.1) se traduisant au 1er janvier 2016 par une diminution des provisions pour (2 044) millions d'euros, répartie à hauteur de (1 465) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (470) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et (109) millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour la part des déchets issus de la déconstruction ;*
- *des effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2016 pour ces mêmes provisions, pour un montant de 662 millions d'euros ;*
- *de la mise à jour du devis de déconstruction du parc REP en exploitation pour (451) millions d'euros (voir note 28.3).*

Ils intègrent également un reclassement de 465 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible usé.

28.1 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 et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'OXydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées, 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.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations 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 et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement 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 en cours avec AREVA suite à l'accord-cadre pour la période 2008-2040, qui a fait l'objet des déclinaisons contractuelles successives suivantes :

- la signature en juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités de prestation portant sur la période 2008-2012 ;
- la signature en mai 2015 d'un contrat d'application fixant les conditions du traitement-recyclage pour la période 2013-2015 ;
- la signature le 5 février 2016 d'un avenant fixant les conditions d'application pour la période 2016-2023 qui avait précédemment fait l'objet d'un accord en décembre 2015 présenté au Conseil d'administration du 27 janvier 2016.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis.

28.2 PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- la quote-part 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 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)	31/12/2016	31/12/2015
Déchets TFA et FMA	1 066	988
Déchets FAVL	256	252
Déchets HA-MAVL (1)	7 644	7 014
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**8 966**	**8 254**

(1) Dont provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets.

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation 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.

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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et poursuit actuellement les études de faisabilité en lien avec les pouvoirs publics. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude intégrant de nouvelles caractérisations pour élargir les solutions de gestion potentielles.

Le scénario industriel de référence de déconstruction des centrales UNGG, arrêté en 2015 (voir note 28.3), prévoit un séquencement des travaux qui conduit notamment à consolider le retour d'expérience de démantèlement d'un premier caisson (bâtiment réacteur UNGG) avant d'engager les opérations sur les cinq autres. Ce nouveau planning implique également un report des dates de sortie des déchets (graphite et MAVL). L'impact de cette modification a entraîné, en 2015, une reprise de la provision pour déchets FAVL à hauteur de 292 millions d'euros et, dans une moindre mesure, de la provision TFA-FMA au titre des déchets de déconstruction des centrales UNGG à hauteur de 40 millions d'euros, soit au total une reprise de la provision pour gestion à long terme de déchets de 332 millions d'euros.

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).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet Cigéo), l'ANDRA avait réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs avait permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement…) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA avait établi un dossier provisoire de chiffrage envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi du 28 juin 2006, un processus de consultation avait été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation portait notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs ont communiqué à la DGEC leurs observations sur le dossier ANDRA en février 2015 et une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo en avril 2015. Ces éléments ont été intégrés dans le dossier soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Le 15 janvier 2016, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du Code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie Longue concernant le projet de stockage Cigéo.

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.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

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.

Les études de conception des installations futures sont en cours et se poursuivent avec l'ANDRA en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation nucléaire de base à l'horizon 2018. La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue un préalable important à l'obtention de l'autorisation de création. Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2021 et l'arrivée du premier déchet en 2030.

La provision pour HA-MAVL intègre également les provisions au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, à hauteur de 581 millions d'euros (dont 452 millions d'euros constitués sur 2016, notamment au titre des déchets MAVL issus de l'exploitation).

28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et suivants). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt 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) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- 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 provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation 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 :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	**2015**	**Exploitation**	**Financières (1)**	**Suite à utilisation**	**Autres (2)**	**2016**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 944	–	472	(23)	(1 494)	10 899
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 986	156	251	(136)	(34)	3 223
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 930**	**156**	**723**	**(159)**	**(1 528)**	**14 122**

(1) 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.
(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

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.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche était estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part les recommandations de l'audit 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 permet 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 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.

EDF considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats du travail accompli cette année conduisent, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1er janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016.

À savoir pour les évolutions limitées :

- *une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ; et*
- *une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.*

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

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.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 – « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont conduit à réinterroger ce scénario (nouvelles données techniques mettant en évidence les difficultés industrielles d'un démantèlement sous eau dans ce cas particulier, moindre visibilité sur la disponibilité d'un stockage graphite, etc.). Ces éléments nouveaux ont également fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise.

L'évolution du scénario a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. Elle a également été partagée avec les parties prenantes locales dans les commissions locales d'information de sites concernés. Une nouvelle audition devant l'ASN est prévue mi-2017. Dans les deux scénarios, les études de mise à jour des devis ont conduit à constater une augmentation significative des coûts prévisionnels de déconstruction des caissons. Le scénario retenu intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

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

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, hormis pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon) pour laquelle la provision a été augmentée de 125 millions d'euros.

28.4 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 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. 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.

28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

28.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,2 % au 31 décembre 2016, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015) soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2016 (2,9 % au 31 décembre 2015).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Depuis l'arrêté du 24 mars 2015 le taux d'actualisation doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,3 % au 31 décembre 2016 (4,6 % au 31 décembre 2015).

Par un courrier en date du 10 février 2017, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, ont annoncé leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux plafond qui tienne compte de la duration élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intégrerait progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur 4 ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

28.5.2 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.

	2016		2015	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année [1]	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé [2]	18 460	10 658	16 843	10 391
Gestion à long terme des déchets radioactifs [3]	29 631	8 966	28 890	8 254
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**48 091**	**19 624**	**45 733**	**18 645**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation [4]	20 185	10 899	19 636	11 944
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées [4]	6 431	3 223	6 431	2 986
Derniers cœurs	4 344	2 287	4 113	2 555
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**30 960**	**16 409**	**30 180**	**17 485**

(1) Un montant de 1 368 millions d'euros a été reclassé des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provision pour gestion du combustible usé.

(2) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion du combustible usé comprend un montant lié à la diminution du devis au titre de prestations relatives à un entreposage intermédiaire complémentaire du combustible usé qui n'ont plus lieu d'être provisionnées pour (540) millions d'euros. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis de traitement liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(3) Hormis l'effet du reclassement mentionné en (1), l'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de gestion à long terme des déchets radioactifs comprend un montant de 729 millions d'euros au titre de la reprise et du conditionnement des déchets, et notamment des déchets MAVL issus de l'exploitation et de la déconstruction des centrales en exploitation. Les autres variations concernent notamment l'évolution du devis Cigéo liée au combustible usé consommé et engagé en 2016.

(4) L'augmentation, entre 2015 et 2016, du coût aux conditions économiques de fin de période de la déconstruction des centrales nucléaires comprend un montant de 321 millions d'euros au titre de la révision du devis de déconstruction des centrales en exploitation.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2016	0,20 %	- 0,20 %	0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
■ gestion du combustible usé	10 658	(211)	227	182	(195)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 899	(465)	488	6	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 223	(121)	131	121	(131)
■ derniers cœurs	2 287	(85)	90	–	–
TOTAL	**36 033**	**(1 357)**	**1 470**	**690**	**(765)**

Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Ces provisions 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'évaluation de la provision au 31 décembre 2016 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2015	Exploitation (1)	Financières	Exploitation (2)	Financières (3)	31/12/2016
Avantages postérieurs à l'emploi	9 814	765	666	(1 136)	(272)	9 837
Avantages à long terme	945	126	22	(83)	–	1 009
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**10 759**	**891**	**688**	**(1 219)**	**(272)**	**10 846**

(1) Dont 480 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 401 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (1 194) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (25) millions d'euros au titre des gains actuariels.
(3) 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	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2015	**28 362**	**(10 251)**	**18 111**	**(68)**	**(7 284)**	**10 759**
Charge nette de l'exercice 2016	1 168	(272)	896	10	376	1 281
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	2 575	(819)	1 757	–	(1 757)	–
Cotisations versées aux fonds	–	(382)	(382)	–	–	(382)
Prestations versées	(1 218)	407	(812)	–	–	(812)
SOLDE AU 31/12/2016	**30 887**	**(11 317)**	**19 570**	**(59)**	**(8 665)**	**10 846**

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2016 s'élèvent à 2 575 millions d'euros, dont 412 millions d'euros sont liés à des évolutions concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie (ANE) et 2 194 millions d'euros sont liés à l'effet du changement des taux d'actualisation et d'inflation.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Coût des services rendus de l'exercice	480	506
Charges d'intérêts (actualisation)	688	647
Rendement escompté des actifs de couverture	(272)	(296)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	257	305
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	118	(15)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime (1)	–	(50)
Coût des services passés droits acquis (2)	–	(31)
Coût des services passés droits non acquis	10	11
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**1 281**	**1 077**
dont :		
Résultat d'exploitation (3)	866	726
Résultat financier	415	351

(1) En 2015, le montant net de (50) millions d'euros est le résultat d'un produit brut pour (185) millions d'euros et d'un amortissement complémentaire des écarts actuariels pour 135 millions d'euros.

(2) En 2015, la loi de financement de la Sécurité sociale pour 2015 (n° 2014-1544) du 22 décembre 2014 et le décret n° 2015-209 du 24 février 2015 ont introduit une forfaitisation du capital décès au régime général. Cette disposition a été étendue à la branche des IEG par le décret n° 2015-1536 du 25 novembre 2015.

(3) En 2016, le montant correspond aux dotations d'exploitation pour 891 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (25) millions d'euros.

30.1 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)	31/12/2015	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2016
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**9 814**	**765**	**666**	**(1 136)**	**(272)**	**9 837**
dont :						
Retraites	7 539	478	516	(930)	(261)	7 343
Charges CNIEG	437	8	12	(14)	–	443
Avantages en nature énergie	1 362	199	104	(118)	–	1 547
Indemnités de fin de carrière	(15)	37	14	(44)	(11)	(19)
Autres	491	43	20	(30)	–	523

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	**29 878**	**(11 318)**	**(58)**	**(8 665)**	**9 837**
dont :					
Retraites	23 294	(10 797)	–	(5 155)	7 343
Charges CNIEG	499	–	–	(55)	443
Avantages en nature énergie	4 580	–	–	(3 033)	1 547
Indemnités de fin de carrière	617	(506)	(35)	(95)	(19)
Autres	888	(15)	(23)	(327)	523

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2015	**27 417**	**(10 251)**	**(68)**	**(7 284)**	**9 814**
dont :					
Retraites	21 629	(9 740)	–	(4 350)	7 539
Charges CNIEG	476	–	–	(39)	437
Avantages en nature énergie	3 916	–	–	(2 554)	1 362
Indemnités de fin de carrière	597	(496)	(43)	(73)	(15)
Autres	799	(15)	(25)	(268)	491

La variation des engagements observée entre 2015 et 2016 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 2,4 % au 31 décembre 2015 et de 1,9 % au 31 décembre 2016), au changement de taux d'inflation (taux d'inflation de 1,6 % au 31 décembre 2015 et de 1,5 % au 31 décembre 2016) et aux évolutions concernant la valorisation de l'avantage en nature énergie (ANE).

30.2 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)	31/12/2015	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2016
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**945**	**126**	**22**	**(83)**	**1 009**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	820	90	19	(70)	859
Médailles du travail	102	32	3	(9)	128
Autres	23	4	–	(4)	22

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 11 317 millions d'euros au 31 décembre 2016 (10 251 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 797 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) pour 506 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**11 317**	**10 251**
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**10 797**	**9 740**
dont en % :		
Actions	31 %	29 %
Obligations et monétaires	69 %	71 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**506**	**496**
dont en % :		
Actions	33 %	32 %
Obligations et monétaires	67 %	68 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

30.4 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 1,9 % au 31 décembre 2016 (2,4 % au 31 décembre 2015) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5 % au 31 décembre 2016 (1,6 % au 31 décembre 2015) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,35 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 2,68 % pour 2016 ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 2,24 % pour 2016.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été 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.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant, pour une carrière complète à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,2 % y compris inflation).

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2015	Dotations exploitation	Reprises		Autres	31/12/2016
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	113	69	(93)	(1)	–	88
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	265	11	–	(12)	(2)	262
■ aux autres charges	591	97	(153)	(5)	(1)	529
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**969**	**177**	**(246)**	**(18)**	**(3)**	**879**

Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montant brut au 31/12/2016	Montant brut au 31/12/2015
Dettes					
Emprunts obligataires	2 312	12 415	35 416	50 143	46 958
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	–	–	1 245	1 245	561
Autres emprunts	3 973	8	5	3 986	6 727
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	8	19	29	31
■ autres dettes	1 455	3	–	1 458	1 544
Dettes financières (voir note 33)	**7 742**	**12 434**	**36 685**	**56 861**	**55 821**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**7 068**	**–**	**–**	**7 068**	**6 819**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 023	55	25	7 103	6 623
Dettes fiscales et sociales (2)	8 539	–	–	8 539	6 994
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	1 813	–	–	1 813	2 082
Comptes créditeurs (3)	15 717	–	–	15 717	17 042
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**33 092**	**55**	**25**	**33 172**	**32 741**
Instruments de trésorerie (4)	**2 411**	**2 005**	**867**	**5 283**	**3 969**
Produits constatés d'avance (5)	**733**	**943**	**1 951**	**3 627**	**3 698**
TOTAL DETTES	**51 046**	**15 437**	**39 528**	**106 011**	**103 048**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 828 millions d'euros (6 682 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par les clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2016, ce poste inclut un montant de 1 632 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 258 millions d'euros au 31 décembre 2015).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales.

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2016, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 822 millions d'euros (1 874 millions d'euros en 2015). 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.

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2015	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2016
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	15 174	–	(389)	524	–	15 309
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 083	2 500	(1 100)	–	–	20 483
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	11 688	2 923	–	(1 273)	–	13 338
Emprunts obligataires	**46 958**	**5 423**	**(1 489)**	**(749)**	**–**	**50 143**
Emprunts long terme en euros	561	725	(41)	–	–	1 245
Emprunts auprès des établissements de crédit	**561**	**725**	**(41)**	**–**	**–**	**1 245**
Titres de créances négociables en euros (1)	3 744	–	(2 070)	–	–	1 674
Titres de créances négociables en devises (1)	2 969	–	(731)	60	–	2 298
Emprunts contractuels à caractère financier	14	–	–	–	–	14
Autres emprunts	**6 727**	**–**	**(2 801)**	**60**	**–**	**3 986**
Total emprunts	**54 246**	**6 148**	**(4 331)**	**(689)**	**–**	**55 374**
Avances sur consommation	**31**	**–**	**–**	**–**	**(2)**	**29**
Avances diverses	82	15	(15)	–	–	82
Comptes bancaires créditeurs	200	–	–	–	(66)	134
Débits bancaires différés	14	–	–	–	24	38
Intérêts à payer	1 248	–	–	–	(44)	1 204
Total autres dettes financières diverses	**1 544**	**15**	**(15)**	**–**	**(86)**	**1 458**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**55 821**	**6 163**	**(4 346)**	**(689)**	**(88)**	**56 861**

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en euros et francs suisses et une émission d'une obligation senior « Formosa » en deux tranches conclue sur le marché taïwanais (voir note 2.3).

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 1 489 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en devises arrivés à échéance.

33.1 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		**24 429**		**44**		**25 824**		**50 253**		**91**
CHF	1 250	1 164	3,8	2	(1 250)	(1 164)	–	–		–
GBP	7 385	8 626	27,9	16	(3 000)	(3 505)	–	5 121	100	9
HKD	1 216	149	0,5	–	(1 216)	(149)	–	–		–
JPY	–	–	–	–	–	–	–	–		–
NOK	1 000	110	0,4	–	(1 000)	(110)	–	–	–	–
USD	22 027	20 896	67,5	38	(22 027)	(20 896)	–	–		–
Total II – Autres devises		**30 945**		**56**		**(25 824)**		**5 121**	**100**	**9**
TOTAL I + II		**55 374**		**100**		**–**		**55 374**		**100**

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 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	% au 31/12/2016	% au 31/12/2015	Montants	Montants	% au 31/12/2016	% au 31/12/2015
Emprunts long terme et EMTN	49 936			(24 241)	25 695		
Emprunts court terme	3 972			–	3 972		
Dette à taux fixe	**53 908**	**97**	**98**	**(24 241)**	**29 667**	**54**	**52**
Emprunts long terme et EMTN	1 466			24 241	25 707		
Emprunts court terme	–			–	–		
Dette à taux variable	**1 466**	**3**	**2**	**24 241**	**25 707**	**46**	**48**
TOTAL	**55 374**	**100**	**100**	**–**	**55 374**	**100**	**100**

Note 34 Écarts de conversion – passif

Les écarts de conversion – passif présentent au 31 décembre 2016 un gain latent de change de 384 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des *swaps* de change (292 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AUX DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2016		31/12/2015	
(en millions d'euros)	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	–	–	1 550	1 550
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	7 423	7 423	7 855	7 855
USD	3 463	3 463	3 399	3 399
GBP	3 730	3 730	4 530	4 530
JPY	–	–	107	107
Sous-total	**14 616**	**14 616**	**17 441**	**17 441**
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	20 619	21 819	18 697	20 528
CAD	662	518	965	965
USD	15 756	14 644	15 841	12 015
GBP	5 624	4 575	3 887	4 902
CHF	141	242	145	276
HUF	458	458	226	362
PLN	1 360	1 432	1 116	1 473
JPY	48	862	107	247
CNY	–	–	136	136
MXN	60	60	71	71
Autres	275	275	149	149
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	9 315	35 407	8 871	34 470
JPY	–	113	336	106
USD	22 726	5 615	19 565	4 637
GBP	13 011	4 213	16 910	4 930
CHF	1 257	93	738	92
HUF	–	–	–	–
CAD	42	42	42	42
ILS	140	140	136	136
PLN	4	1	323	323
NOK	110	–	104	–
HKD	149	–	144	–
Sous-total	**91 757**	**90 509**	**88 509**	**85 860**
3 – *Swaps* de titrisation	**350**	**350**	**462**	**462**
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**106 723**	**105 475**	**106 412**	**103 763**
4 – *Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	3	3	2	2
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	7 634	7 634	5 890	5 890

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2016 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)	2016	2015
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	273	857
Gains ou pertes latents	(1 252)	(619)
Instruments de taux (*swap, cap* et *floor,* FRA, option) (1)	136	(3)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (*swap, cap* et *floor,* FRA)	596	306
Instruments de change réalisé *(currency swap)*	94	526

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 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 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 et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2016 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ *Swaps* long terme	132	2 027
■ *Swaps* court terme	1	–
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme	(102)	8
■ *Swaps* de capitaux long terme	1 277	14
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	–	(34)
■ Produits pétroliers	–	92
TOTAL	**1 308**	**2 107**

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2016, 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**	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Engagements hors bilan donnés	**13 666**	**20 995**	**12 490**	**11 286**	**58 437**	**52 204**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 766	14 651	11 587	11 228	45 232	39 546
■ *Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	*5 080*	*11 441*	*10 787*	*10 974*	*38 282*	*32 925*
■ *Autres engagements liés à l'exploitation*	*2 686*	*3 210*	*800*	*254*	*6 950*	*6 621*
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 326	4 299	394	46	8 065	8 829
Engagements liés aux opérations de financement	2 574	2 045	509	12	5 140	3 829
Engagements hors bilan reçus	**5 971**	**9 663**	**268**	**174**	**16 076**	**11 682**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 574	1 242	268	174	3 258	1 771
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 582	21	–	–	2 603	5
Engagements liés aux opérations de financement	1 815	8 400	–	–	10 215	9 906

36.1 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.

36.1.1 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'achat 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 2016, 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**	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Achats d'électricité et services associés	3 361	3 417	3 881	5 810	16 469	14 179
Achats de combustible nucléaire	1 719	8 024	6 906	5 164	21 813	18 746
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**5 080**	**11 441**	**10 787**	**10 974**	**38 282**	**32 925**

Achats d'électricité et 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 des filiales 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 s'élèvent à 43 TWh pour l'exercice 2016 (41 TWh pour 2015), dont 6 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2015), 20 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2015), 8 TWh au titre du photovoltaïque (7 TWh pour 2015) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2015).

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.

La hausse de ces engagements s'explique principalement par la signature de nouveaux contrats d'achat d'uranium naturel, de services de fluoration et de prestations d'enrichissement conclus avec AREVA en 2016. Ces contrats s'inscrivent notamment dans le cadre de l'approvisionnement en combustibles de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point.

36.1.2 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.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3 et l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV).

Par ailleurs, EDF s'est engagé le 15 novembre 2016 dans un processus de rachat de la société New AREVA NP, filiale d'AREVA NP (voir note 2.4).

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'Edison pour 809 millions d'euros, d'EDF Énergies Nouvelles pour 109 millions d'euros et d'Enedis pour 800 millions d'euros.

36.2 ENGAGEMENTS REÇUS

36.2.1 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.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.2.3. Engagements liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluent principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société C25 (voir note 2.5).

36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS

36.3.1 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 100 TWh.

36.3.2 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 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service commerciale a eu lieu début janvier 2017.

Note 37 Passifs éventuels

COMPTE PERSONNEL DE FORMATION (CPF)

La loi n° 2014-288 du 5 mars 2014 d'application obligatoire au 1er janvier 2015 et réformant la formation professionnelle, supprime le Droit Individuel à la Formation (DIF) et le remplace par le Compte Personnel de Formation (CPF). Le CPF est un dispositif dit universel, rattaché à la personne et non plus au contrat de travail, qui concerne tous les salariés d'EDF à temps plein ou à temps partiel, en CDI ou en CDD, sans condition d'ancienneté. Il est représentatif d'un capital temps progressif de formation plafonné à 150 heures.

CONTRÔLES FISCAUX

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. La Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables aux sociétés RTE et EDF. Par ailleurs, EDF ainsi que les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil, ces jugements ont tous été confirmés par la Cour administrative d'appel de Versailles. L'Administration a déposé des pourvois devant le Conseil d'État contre ces décisions. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification portant sur l'exercice 2008 relative notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement répétible chaque année représente un risque financier lié au paiement de l'impôt sur les sociétés de l'ordre de 500 millions d'euros à fin 2016.

Par ailleurs, un redressement a été notifié par l'administration fiscale à la Société concernant une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. La procédure amiable initiée par EDF a abouti favorablement courant 2016.

Pour les exercices 2012 et 2013, l'administration fiscale a notifié la Société fin 2015 au titre des redressements récurrents précités et a également remis en cause la déductibilité de certaines provisions de long terme.

LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF 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, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Note 38 Actifs dédiés

38.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses 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 telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société C25 qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2016 (voir note 38.2.2 ci-après).

38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION 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.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013.

EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissements.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un *pool* d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs (actuellement en « Portefeuille trésorerie ») (voir note 2.6).

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissements.

Au 31 décembre 2016, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 633 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 75,93 % de la participation d'EDF dans C25, société détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 3 905 millions d'euros au 31 décembre 2016 (2 580 millions d'euros, pour 50 % des titres RTE, au 31 décembre 2015) (voir note 2.5) ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Porterbrook, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG) et Geosel.

38.2.3 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. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2016 est la suivante :

	31/12/2016		31/12/2015	
(en millions d'euros)	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Titres de participation et TIAP C25 (société détenant RTE) (1)	3 905	3 905	2 015	2 580
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (2)	13 917	16 027	12 563	14 418
Autres titres immobilisés	1 291	1 477	1 090	1 233
Total actifs dédiés –-immobilisations financières	**19 113**	**21 409**	**15 668**	**18 231**
Créance CSPE (3)	4 184	4 288	5 228	5 232
Total actifs dédiés avant couverture	**23 297**	**25 697**	**20 896**	**23 463**
Instruments de couverture et autres éléments	(20)	(20)	24	17
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE (2)	**23 277**	**25 677**	**20 920**	**23 480**

(1) En 2016, 75,93 % de la participation d'EDF dans C25, société détenant 100 % des titres RTE. Les titres C25 affectés aux actifs dédiés à fin 2016 sont classés en « Titres de participation » pour 2 577 millions d'euros et en « TIAP » pour 1 328 millions d'euros. En 2015, 50 % de la participation dans RTE. La valeur de réalisation des titres C25 s'appuie sur le prix de cession (voir note 2.5).

(2) En limitant 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, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire est ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016 et atteindrait 25 653 millions d'euros en 2017 après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 (société détenant les titres de RTE) prévue au premier semestre 2017.

(3) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 pour un montant de 894 millions d'euros qui a été réinvestie en actifs dédiés (voir note 2.6). Suite à l'opération de cession partielle, la juste valeur de la créance CSPE a été ajustée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2016

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et atteindrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait notamment de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (*cf.* note 2.1).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procédera dans le mois suivant l'arrêté des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

Après un début d'année en forte baisse, les marchés financiers ont fini sur une note positive malgré un contexte politique international instable, qui a globalement pénalisé les gestions actives. Dans ce contexte, le portefeuille financier (actions et titres de dette) a été géré de manière prudente avec notamment une sous-pondération des marchés émergents en début d'année. En fin d'année cependant, les écarts d'allocation sur les actions ont été comblés notamment sur les actions émergentes. Sur les taux en revanche, la sensibilité a été réduite afin de protéger le portefeuille contre une remontée des taux.

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2016 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, le 5 octobre 2016, EDF Invest et le fonds d'infrastructures hollandais DIF ont annoncé l'acquisition à parité (50/50) de Thyssengas, un des principaux réseaux de transport de gaz régulés en Allemagne.

Le 9 novembre 2016, Atlantia et EDF Invest ont acquis, suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, via leur véhicule Azzurra Aeroporti Srl (détenu respectivement à 75 % et 25 %), une participation de 64 % de la société Aéroports de la Côte d'Azur (ACA), qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint-Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Ces participations sont affectées à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosel et C25 (société détenant les titres de RTE).

Sur l'année 2016, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 428 millions d'euros (972 millions d'euros en 2015).

38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	820	–
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	8 254
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	14 930
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	450	462
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**24 358**	**23 646**

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 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						
C48	–	–	–	–	–	(4)
EDF Energy	–	127	–	129	–	1
EDF Énergies Nouvelles	1 158	–	–	–	–	21
EDF Energy UK Ltd. EU	1 506	–	–	–	–	58
EDF International	4 560	–	–	–	–	73
EDF Trading	–	1 243	–	1 264	–	1
Edison Nouveau	220	–	–	–	–	2
Enedis	–	123	–	1 776	–	–
Dalkia France	1 068	–	–	92	–	26
Groupe PEI	926	–	–	–	–	21
SOCODEI	50	–	–	–	–	–
RTE	–	218	–	91	–	30
Compte courant Enedis	–	–	–	2 378	–	–
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [2]	–	–	5 217	–	(3)	–
Convention d'intégration fiscale	–	88	–	1 256	–	–
Convention de placement des liquidités des filiales	–	–	1 497	–	(10)	–

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont EDF Trading : 1 560 millions d'euros et EDF Energy : 1 433 millions d'euros.

39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 85,62 % du capital d'EDF au 31 décembre 2016. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

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.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 a approuvé les termes du contrat relatif à la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New AREVA NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP (voir note 2.4).

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Par ailleurs, plusieurs accords importants ont été négociés :

- approvisionnement en uranium naturel : contrat AREVA Mines couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC, un contrat de fabrication avec AREVA NP.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.1.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, EDF détient une participation très minoritaire dans AREVA de 2,24 %.

Note 40 Environnement

40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la Directive européenne n° 2003/87/CE a établi, depuis le 1er janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

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. Cette Directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays dont la France. Ainsi, EDF acquiert sur le marché ou par la réalisation d'investissements dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) l'ensemble des crédits d'émission restitués annuellement.

En 2016, EDF a restitué 7 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015. En 2015, EDF avait restitué 9 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2014.

Au 31 décembre 2016, le volume des émissions s'élève à 8 millions de tonnes (7 millions de tonnes au 31 décembre 2015).

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période, du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1er janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2016	2015
Président-Directeur Général (1)	452 868	500 236
Administrateurs (2)	475 500	311 055

(1) Le Conseil d'administration du 8 avril 2015 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre des exercices 2014 et 2015 et décidé que cette rémunération serait calculée, au titre de l'exercice 2014, au prorata à compter de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim le 23 novembre 2014, soit un montant à verser au titre de l'exercice 2014 correspondant à 47 368 euros bruts versés en 2015. Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2016 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016.

(2) En application de l'ordonnance du 20 août 2014, le nombre d'administrateurs percevant des jetons de présence au sein du Conseil d'administration renouvelé le 23 novembre 2014 est passé de 5 à 11 administrateurs. Le Conseil d'administration réuni le 8 mars 2016 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016 une augmentation de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, pour la porter à 510 000 euros (au lieu de 440 000 en 2015), au seul titre de l'exercice 2016, afin de rémunérer spécifiquement les travaux menés au cours des exercices 2015 et 2016 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF du contrôle de la société AREVA NP.

Note 42 Événements postérieurs à la clôture

Des développements postérieurs à la clôture relatifs notamment à l'évolution à compter de 2017 du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions nucléaires sont mentionnés en notes 28.5.1 et 38.2.4.

42.1 ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- 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 %.

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.

42.2 CONSEIL D'ADMINISTRATION DU 13 FÉVRIER 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

EDF a l'intention de procéder à cette augmentation de capital avant la fin du premier trimestre 2017, si les conditions de marché le permettent et après obtention du visa de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) sur le prospectus. Cette opération sera réalisée, après nouvelle délibération du Conseil d'administration, en vertu de la délégation de compétence qui lui a été accordée par la deuxième résolution adoptée lors de l'Assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société du 26 juillet 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2016

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016 sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. OPINION SUR LES COMPTES ANNUELS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes annexes aux comptes annuels :

- les effets du changement d'estimation comptable au 1er janvier 2016 décrit en note 2.1 de l'annexe et relatif à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales REP 900 MW en France ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.2.1 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées aux cycles de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations qui ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie qui rend difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités d'évaluation des immobilisations financières (notes 1.7. et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.2.2, 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37) ;
- aux modalités de comptabilisation du mécanisme de compensation des Charges de Service Public de l'Énergie et du déficit de collecte de CSPE (notes 3.3 et 18.6).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. VÉRIFICATIONS ET INFORMATIONS SPÉCIFIQUES

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

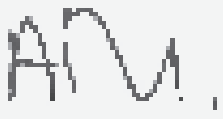
Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés 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 sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces 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.

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit		Deloitte & Associés	
Département de KPMG SA			
			
Jacques-François Lethu	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Anthony Maarek

6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2016	2015	2014	2013	2012
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 055	960	930	930	924
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	2 109 136 683	1 920 139 027	1 860 008 468	1 860 008 468	1 848 866 662
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	40 857	41 553	41 717	43 423	44 106
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 495	7 224	8 252	6 782	7 978
Impôts sur les bénéfices	680	(63)	577	748	460
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	5 517	271	1 649	2 938	3 566
Résultat distribué			2 327 (1)	2 327 (1)	2 309 (1)
Acompte sur résultat distribué	1 006	1 059	1 059	1 059	1 053
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	4,18	3,79	4,13	3,24	4,07
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	2,62	0,14	0,89	1,58	1,93
Dividende attribué à chaque action		1,10 (4)	1,25 (1) (3)	1,25 (1) (3)	1,25 (1)
Acompte dividende attribué à chaque action	0,50	0,57	0,57	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	69 494	70 769	70 153 (2)	68 643 (2)	64 303
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	4 001	3 964	3 905	3 843	3 687
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 873	2 848	2 699	2 614	2 551

(1) Y compris acompte versé.
(2) Le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). À périmètre inchangé, les effectifs de 2014 s'élèvent à 66 876 et ceux de 2013 à 65 775.
(3) Soit 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(4) Soit 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6 Politique de distribution de dividendes

6.6.1 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
2013	1 860 008 468	1,25 [2]	2 327 462 364,03 [3]	6 juin 2014
2014	1 860 008 468	1,25 [2]	2 327 233 892,26 [4]	5 juin 2015
2015	1 920 139 027	1,10 [6]	2 079 072 045,71 [5]	30 juin 2016

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Soit un montant de 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(3) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.
(4) Dont 1 059 262 163,04 euros versés le 17 décembre 2014 à titre d'acompte sur le dividende 2014.
(5) Dont 1 058 682 286,08 euros versés le 18 décembre 2015 à titre d'acompte sur le dividende 2015.
(6) Soit un montant de 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Le 30 septembre 2016, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016, payable en numéraire ou en titres, de 0,50 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 31 octobre 2016 s'est élevé à 1 005 552 797 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 3 mars 2017, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 le versement d'un dividende de 0,90 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2016. Compte tenu de l'acompte de 0,50 euro par action versé le 31 octobre 2016, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2016 s'élève à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 6 juin et le 20 juin 2017 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 20 juin 2017, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement de l'augmentation de capital ne donneront droit qu'au paiement du solde du dividende 2016.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 30 juin 2017, la date de détachement étant alors fixée au 6 juin 2017.

L'État a annoncé, le 22 avril 2016, qu'il percevrait son dividende en actions au titre des années 2016 et 2017 (voir section 7.3.8 « Répartition du capital et des droits de vote »).

6.6.2 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.

6.6.3 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.

6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2016 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 pour les événements intervenus avant le 13 février 2017, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et pour les événements postérieurs au 13 février 2017, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document de référence.

6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes *(green bonds)* émises par EDF en novembre 2013 et octobre 2015

En novembre 2013, le Groupe a lancé avec succès sa première émission obligataire verte *(Green Bond)* en euros, pour un montant de 1,4 milliard d'euros. En octobre 2015, EDF a lancé une deuxième émission obligataire verte, libellée en dollars américains, d'un montant total de 1,25 milliard de dollars.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces deux émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles*[1] 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 présente section décrit comment EDF a rempli ses engagements relatifs à ces deux premières émissions. En octobre 2016 et en janvier 2017, le Groupe a procédé à l'émission de trois nouvelles obligations vertes, suite à l'élargissement du *Green Bond Framework* d'EDF au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France, en complément de la construction de nouveaux projets éoliens et solaires déjà éligibles. Le *reporting* du Groupe relatif à ces trois nouvelles émissions débutera en 2017.

UTILISATION DES FONDS LEVÉS

Dans le cadre de ces deux émissions obligataires, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de la construction de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables développés par EDF Énergies Nouvelles (EDF EN). Les projets éligibles au financement *Green Bond* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- des nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilité définis par EDF et validés par l'agence Vigeo Eiris (voir ci-après « Critères d'éligibilité définis par EDF et validés par Vigeo ») ; et/ou
- des projets existants répondant aux critères d'éligibilité qui n'ont pas été engagés ou qui n'ont pas fait l'objet d'un financement externe à la date de l'émission, et qui feraient l'objet d'un développement ou d'un investissement par EDF EN postérieurement à l'émission.

Il n'est pas prévu d'utiliser les fonds levés pour le refinancement de projets existants ou l'acquisition d'activités ou de projets en fonctionnement.

ÉVALUATION ET SÉLECTION DES PROJETS ÉLIGIBLES FINANCÉS

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité par la Direction Financière d'EDF EN, à partir d'éléments fournis notamment par les équipes d'EDF EN en charge du développement de projet, des achats et des aspects Développement durable.

Seuls les projets conformes aux critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond*. Sont privilégiés les projets sur lesquels EDF EN exerce un contrôle direct.

La Direction financière d'EDF EN documente l'ensemble du processus d'évaluation des projets de manière à pouvoir démontrer à un vérificateur indépendant que les projets financés remplissent les critères d'éligibilité.

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 SA, 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.

L'allocation des fonds *Green Bond* est régie par un contrat de prêt intragroupe entre EDF et une filiale d'EDF EN exclusivement dédiée au financement des Projets Éligibles. Ce dispositif vise à garantir la traçabilité et la stricte ségrégation des fonds depuis la trésorerie d'EDF SA jusqu'à l'allocation aux Projets Éligibles sélectionnés.

REPORTING

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre de la première obligation verte émise par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015.

Au 31 décembre 2016, sur les 1 250 millions de dollars américains levés en octobre 2015 dans le cadre de la deuxième obligation verte émise par EDF, 1 220 millions de dollars américains ont été alloués à des Projets Éligibles. Le solde des fonds levés lors de l'émission *Green Bond* d'octobre 2015, soit 30 millions de dollars américains, a été investi dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant son allocation à des Projets Éligibles.

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, 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 : http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles.*

Bilan au 31 décembre 2016 de l'allocation des fonds levés :

	Fonds levés	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds *Green Bond*	Part des montants d'investissement financée par le *Green Bond*
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 (1)	57 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,22 Md$	6 (1)	74 %

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les deux Green Bonds.

Ces fonds ont été alloués aux différentes sociétés de projets portant les Projets Éligibles sélectionnés et sont destinés exclusivement au financement des coûts de construction et/ou de développement de ces projets.

Les Projets Éligibles sélectionnés pour un financement au 31 décembre 2016 dans le cadre des émissions *Green Bond* de novembre 2013 (GB1) et octobre 2015 (GB2) sont :

Projet	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement GB1/GB2
CID Solar	Solaire PV, 27 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
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
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et 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
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
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2

Dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'actifs renouvelables, le Groupe est amené à céder des participations dans les actifs qu'il développe. Le pourcentage de détention par le Groupe des capacités ayant reçu un financement *Green Bond* au 31 décembre 2016 s'établit à 53 % pour le *Green Bond* n° 1 (novembre 2013) et 55 % pour le *Green Bond* n° 2 (octobre 2015).

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés à la construction de projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable construite dans le cadre de chaque projet ;
- la production d'électricité attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité dans les réseaux électriques.

Ces impacts sont présentés de manière agrégée pour chacun des deux *Green Bonds* émis : 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 2016 *(en MW)*		**Production attendue** *(en TWh/an)*		**Émissions de CO_2 évitées attendues** *(en Mt/an)*	
	Brute (1)	**Nette (2)**	**Brute (1)**	**Nette (2)**	**Brut (1)**	**Net (2)**
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1 755	976	7,0	4,1	3,3	1,8
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1 109	814	4,3	3,1	3,0	2,1

(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.*

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'*Environmental Protection Agency* (2012) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2013) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2013) 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.

CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ DES PROJETS VALIDÉS PAR VIGEO

1. Évaluation des pays d'implantation de projets en matière de droits civiques et de gouvernance

EDF Énergies Nouvelles fixe le *scoring* minimum, issu de la méthodologie d'évaluation *Country Rating* de Vigeo[1], à atteindre par les pays éligibles[2] à l'accueil de projets financés par les fonds levés lors de l'émission obligataire responsable. Ce *scoring* repose sur les indicateurs suivants.

Critères	**Indicateurs/éléments probants**
Respect, protection et promotion des libertés et des droits de l'homme	Intégration, signature ou ratification des conventions relatives (i) aux droits de l'homme et (ii) aux droits du travail
Démocratie des institutions	Indicateurs de résultats sur : stabilité et liberté politique ; prévention de la corruption ; liberté de la presse ; indépendance du système judiciaire ; sécurité juridique

2. Maîtriser les impacts environnementaux du projet

Critères	**Indicateurs/éléments probants**
Une étude d'impacts est effectuée (= effets sur l'environnement et mesures identifiées)	Étude d'impacts existante
Un suivi du cahier des charges environnemental du projet est prévu en phase de construction	Production d'un *reporting* interne ou signature d'un contrat de prestation externe suivi environnemental
Un référent Environnement désigné pour chaque projet est exigé	Nom/fonction du référent Environnement de chaque projet
Les contrats doivent respecter les prescriptions du cahier des charges environnemental du projet pour la partie qui leur incombe	Déclinaison appropriée du cahier des charges dans les contrats

1. *Notation mise à jour deux fois par an.*
2. *Pour ce qui concerne les États-Unis, EDF Énergies Nouvelles considère que les conditions minimales attendues sur ces deux indicateurs sont atteintes et que le pays est éligible.*

3. Protéger la santé et la sécurité de tous les intervenants

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un coordinateur Santé-Protection-Sécurité ou équivalent est prévu sur le chantier	Nom et fonction du coordinateur de chaque chantier du projet
Des plans de prévention sont prévus systématiquement avec les intervenants sur chantier	Plan de prévention entreprise intervenant sur le chantier

4. Promouvoir des relations fournisseurs responsables

Critères	Indicateurs/éléments probants
La Charte Développement durable fournisseurs et sous-traitants d'EDF EN est signée par chaque entreprise pour assurer sa prise de connaissance	Intégration dans leur contrat ou à défaut, signature de la Charte par les entreprises mandataires
La gestion du projet par EDF EN est conforme aux principes de la Charte éthique du groupe EDF	Attestation de conformité à la Charte signée par le chargé de projet Existence éventuelle d'alertes éthiques sur le projet
Une vérification des bonnes pratiques et risques en matière de réputation et une recherche des controverses ont été effectuées sur les partenaires financiers en amont	Preuves juridiques, légales et/ou bancaires sur les pratiques, notamment sociales, du (des) partenaire(s) financier(s) (Direction du Contrôle des risques EDF)
La traçabilité de l'emploi des fonds jusqu'aux bénéficiaires est garantie	Chiffres en euros sur l'emploi des fonds par les bénéficiaires
Des règles en matière d'avantages et cadeaux aux personnels EDF EN sont définies en amont	Politique relative aux cadeaux et invitations applicable
Une clause de confidentialité engageant l'entreprise et EDF EN est intégrée dans le contrat	Engagement clause confidentialité
La consultation des fournisseurs est systématique, sauf cas justifié de gré à gré (notamment existence d'un contrat-cadre)	Traçabilité du *process* pour des achats représentant au minimum deux tiers de la valeur totale des contrats de fourniture du projet
Les décisions d'attribution des contrats sont formalisées sur la base de critères objectivés et identiques pour tous, en vue d'assurer l'égalité de traitement (*cf.* politique Achats groupe EDF EN)	Traçabilité du processus de décision d'attribution pour des achats représentant au minimum deux tiers de la valeur totale des contrats de fourniture du projet

5. Assurer la concertation avec les acteurs du territoire

Critères	Indicateurs/éléments probants
Un dispositif de concertation des parties prenantes externes est déployé dès la phase de conception du projet	Liste des actions de concertation/consultation conduites Exemples : nombre de réunions publiques, bulletins d'information, etc.
Un dispositif d'information des parties prenantes, au minimum des mitoyens de la zone et usagers du site, est prévu sur toute la durée du chantier	Actions menées

ATTESTATION DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION, AU 31 DÉCEMBRE 2016, DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES ÉMISSIONS OBLIGATAIRES *GREEN BOND* DU 25 NOVEMBRE 2013 ET DU 8 OCTOBRE 2015

Au Président-Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA (la « Société ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2016, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* (les « Émissions ») du 25 novembre 2013 (l'« Émission GB 2013 ») et du 8 octobre 2015 (l'« Émission GB 2015 »), d'un montant de 1 400 000 000 euros et 1 250 000 000 dollars américains respectivement, 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 en novembre 2013 et octobre 2015 », et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du 25 novembre 2013 et du 8 octobre 2015 (les « Contrats d'Émission »).

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires « Green Bond », a été établi sous votre responsabilité. Il fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « Projets Éligibles ») depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2016 (l'« Allocation des Fonds Levés ») :

- au titre de l'Émission GB 2013, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1 400 millions d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2015 ;
- au titre de l'Émission GB 2015, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2016, d'un montant de 1 250 millions de dollars américains.

Ces informations ont été établies à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* [1] 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 conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2016 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2016, à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Émission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 13 février 2017.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 13 février 2017.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des *Green Bond Principles :*
  - 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 Éligibles, (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 Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Émission,
  - vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Émissions et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles,
  - vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Éligibles et financés par chacune des Émissions,
  - 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 2016 ;

1. International Capital Market Association, « *Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds* », *27 mars 2015.*

- pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées :
  - procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées,
  - vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au cours de la période, avec la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation,
  - vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Émission ;
- sur le suivi des fonds issus des Émissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2016 dans le cadre des Émissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées par les Projets Éligibles financés au 31 décembre 2016 par rapport à la méthodologie décrite dans la section « Impact des Projets Éligibles financés » du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 6 mars 2017

L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Alain Pons

Anthony Maarek

7

Informations générales concernant la Société et son capital

7.1 Informations générales concernant la Société 508

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 508
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE 508
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 508
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 508

7.2 Actes constitutifs et statuts 508

7.2.1 Objet social 508
7.2.2 Exercice social 508
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 509
7.2.4 Droits attachés aux actions 509
7.2.5 Cession et transmission des actions 509
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 509
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 509
7.2.8 Assemblées générales 510
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 511
7.2.10 Franchissements de seuils 511

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 511

7.3.1 Montant et évolution du capital social 511
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 512
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 513
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 515
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 515
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 515
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 515
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 516
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 517

7.4 Marché des titres de la Société 517

7.5 Opérations avec des apparentés 519

7.5.1 Relations avec l'État 519
7.5.2 Relations avec Engie (ex-GDF Suez) 519
7.5.3 Relations avec les entreprises du secteur public 519
7.5.4 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 519

7.6 Contrats importants 522

7.6.1 Contrats importants conclus en 2016 522
7.6.2 Contrats importants conclus en 2015 522
7.6.3 Contrats importants conclus en 2014 522

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, 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 401E.

7.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE DE LA SOCIÉTÉ

EDF a été constitué, 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 transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret 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.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document de référence, 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 premier 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. 2224-31 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.

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 section 6.6.2 « 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 de référence, 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. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, 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 moins, 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, au 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 personnes 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 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 4.2.2 « Fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site internet du Groupe (www.edf.fr).

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 (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 225-85 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 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.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, 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 établie 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 la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir 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 à l'article R. 225-73 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. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'Assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site internet de la Société.

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. 225-126 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 DE RETARDER UNE PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

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 la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir 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 4° *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 tenue 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 de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	2 109 136 683
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 054 568 341,50 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 (voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles »). 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 922 416 509,04 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.

À la date de dépôt du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

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 12 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 12 mai 2016.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale du 12 mai 2016)

L'Assemblée générale du 12 mai 2016, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa septième 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 septième résolution de l'Assemblée générale du 19 mai 2015.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des options ou des valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces options ou valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport, de fusion ou de scission ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés ; et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

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 30 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 2016, elle prendra donc fin le 12 novembre 2017 sauf adoption par l'Assemblée générale du 18 mai 2017 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 ci-dessous.

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.*

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2016

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2016	2 669 215
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2016	0,1266 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2016 (1) *(en euros)*	29 369 170,22
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2016 (2) *(en euros)*	25 838 001,20
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 2016, soit 9,680 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo Corporate Finance, à partir du 25 juillet 2012, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2016, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2016

Au cours de l'exercice 2016, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 10 882 823 de ses propres actions et cédé 10 524 361 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 10,825 euros et le cours moyen de vente a été de 11,0318 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2016

Au 31 décembre 2016, la Société détenait un total de 2 669 215 de ses propres actions, se décomposant en 2 618 621 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1242 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0024 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2017 et le 28 février 2017, la Société a acquis 1 490 055 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 9,3325 euros, et cédé 1 373 885 actions pour une valeur unitaire moyenne de 9,3930 euros.

7.3.2.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 18 mai 2017

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 7.3.2.1 prendra fin le 12 novembre 2017 sauf adoption par l'Assemblée générale du 18 mai 2017 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 13 février 2017, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 12 mai 2016, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros), sous réserve d'éventuelles modifications apportées au programme en relation avec les nouvelles règles issues du règlement MAR. Le prix maximum d'achat des actions est fixé à 30 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 de référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016, telles que modifiées par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016, au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2016 :

ÉTAT DES AUTORISATIONS ADOPTÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 12 MAI 2016, TELLES QUE MODIFIÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 26 JUILLET 2016

Titres concernés/type d'émission	Durée [1] de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 26 septembre 2018	480 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [3] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 [2] et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	15 % du montant de l'émission initiale [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 12 juillet 2018	1 000	néant
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 2018	95 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne Émissions réservées au personnel	26 mois 26 septembre 2018	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital par période de 24 mois	néant
Autorisation du Conseil, en cas d'augmentation de capital, par voie de placements privés, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de fixer librement le prix d'émission	26 mois 26 septembre 2018	10 % du capital par période de 12 mois	néant
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 26 janvier 2018	10	néant

(1) À compter du 12 mai 2016, date de l'Assemblée générale mixte à l'exception de la délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de la délégation de coméptence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne, de l'autorisation du Conseil de fixer librement le prix d'émission en cas d'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et de la 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, qui ont été adoptées par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 480 millions d'euros prévu par la 2e résolution soumise à l'Assemblée générale du 26 juillet 2016 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) 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.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

AUTORISATIONS PROPOSÉES AU VOTE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 18 MAI 2017

Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 13 février 2017.

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)*	Utilisation des autorisations *(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 18 novembre 2018	10	néant

7.3.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

À la date du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement au capital social d'EDF.

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 américains sur 2 obligations seniors 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 multidevises 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[1], 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.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

7.3.6 INFORMATION SUR LE CAPITAL DE TOUT MEMBRE DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UN ACCORD CONDITIONNEL OU INCONDITIONNEL

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 (« Présentation du groupe EDF ») du présent document de référence, 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. *Selon le taux de change au 20 janvier 2017.*

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 31/12/2016			Situation au 31/12/2015			Situation au 31/12/2014		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote (1)	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote (1)	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote (1)
État	1 805 952 345	85,62	85,73	1 630 870 545	84,94	85,04	1 571 433 448	84,49	84,56
Institutionnels et particuliers	267 417 384	12,68	12,70	255 445 264	13,30	13,32	254 927 584	13,70	13,72
Actionnariat salarié	33 097 739 (2)	1,57	1,57	31 512 465 (3)	1,64	1,64	31 965 255 (4)	1,72	1,72
Actions autodétenues	2 669 215	0,13	–	2 310 753	0,12	–	1 682 181	0,09	–
TOTAL	**2 109 136 683**	**100,00**	**100,00**	**1 920 139 027**	**100,00**	**100,00**	**1 860 008 468**	**100,00**	**100,00**

(1) Ces pourcentages ne tiennent pas compte des droits de vote double susceptibles d'avoir été acquis en application de l'article L. 225-123 du Code de commerce.

(2) Ce nombre comprend d'une part 28 771 251 actions (représentant 1,36 % 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 du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,3 millions d'actions, représentant 0,21 % 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 27 122 068 actions (représentant 1,41 % 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 » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,4 millions d'actions, représentant 0,23 % 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 27 443 950 actions (représentant 1,48 % 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 » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,5 millions d'actions, représentant 0,24 % 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 connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2016, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 :

	Au 31 décembre 2016		Au 31 décembre 2015	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 805 952 345	85,62	1 630 870 545	84,94
Institutionnels Europe hors France	55 533 724	2,63	70 200 663	3,66
Institutionnels reste du monde	105 599 615	5,01	94 897 592	4,94
Institutionnels France	44 821 849	2,13	46 657 296	2,43
Actionnaires individuels	61 462 195	2,91	43 689 713	2,28
Actionnariat salarié	33 097 739	1,57	31 512 465	1,64
Autodétention	2 669 215	0,13	2 310 753	0,12
TOTAL	**2 109 136 683**	**100,00**	**1 920 139 027**	**100,00**

À la suite de l'attribution de droits de vote double attachés aux 1 571 433 448 actions détenues au nominatif par l'État depuis deux ans au moins depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 visant à reconquérir l'économie réelle, l'État a indiqué détenir 1 805 952 345 actions et 3 377 385 793 droits de vote d'EDF au 28 février 2017 (soit 85,62 % du capital et 90,69 % [1] des droits de vote d'EDF).

Le 15 février 2016, l'Agence des participations de l'État (APE) a annoncé que l'État s'engageait à voter en faveur de la résolution proposée par le Conseil d'administration prévoyant le versement du solde sur dividende 2015, pour un montant de 0,53 euros par action en Assemblée générale et à exercer son option pour le versement en actions du solde sur dividende 2015. Si cette résolution était approuvée par l'Assemblée générale le 12 mai 2016, la répartition du capital et des droits de vote décrite ci-dessus pourrait être amenée à évoluer.

En outre, le 22 avril 2016, l'État a annoncé qu'il percevrait son dividende en actions au titre des années 2016 et 2017.

7.3.9 ACCORDS DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

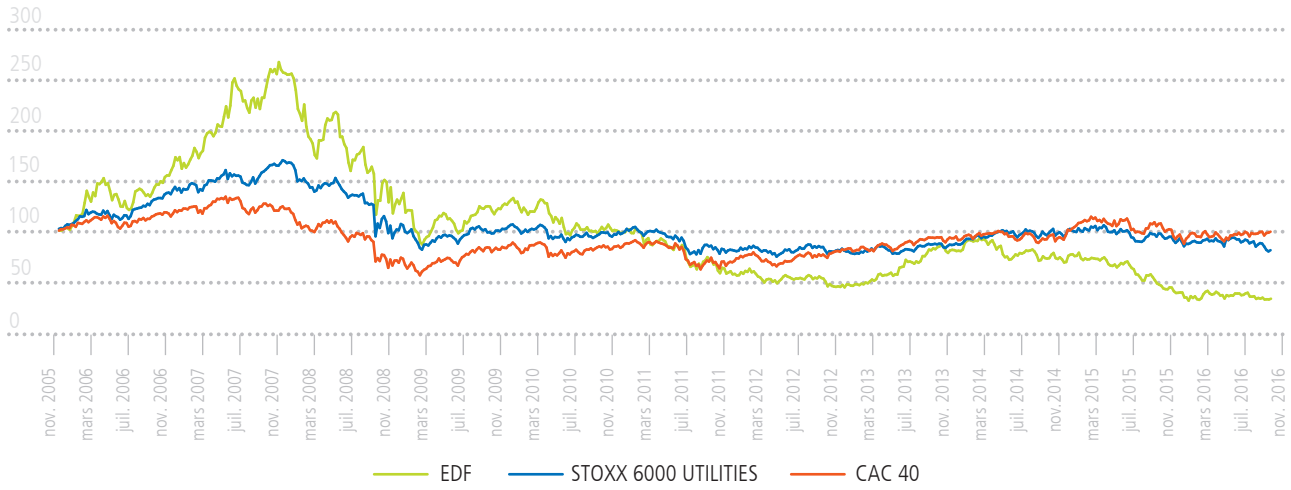
À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

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.

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 30 janvier 2017 (en base 100 au 21 novembre 2005) :



(Source : Bloomberg.)

Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2016 jusqu'au 31 janvier 2017 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		**Cours de clôture** *(en euros)*	
	(en millions de titres)	*(en millions d'euros (1))*	**Plus haut**	**Plus bas**
2017				
Janvier 2017	42,060	389,944	9,750	8,829
2016				
Décembre 2016	53,773	543,464	11,205	9,678
Novembre 2016	43,860	438,134	10,280	9,782
Octobre 2016	37,262	381,581	10,880	9,980
Septembre 2016	36,079	401,348	11,975	10,380
Août 2016	30,338	348,024	11,920	11,085
Juillet 2016	39,123	432,825	11,705	10,445
Juin 2016	51,276	562,116	11,900	9,695
Mai 2016	38,718	453,596	12,545	11,300
Avril 2016	58,663	653,116	12,545	9,500
Mars 2016	76,732	776,193	10,850	9,697
Février 2016	72,625	769,902	12,010	9,190
Janvier 2016	53,509	642,179	12,820	11,015

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Euronext.)

ANNÉE 2016

Au cours de l'année 2016, l'action EDF a clôturé en baisse de 28,7 %, le CAC 40 a clôturé en hausse de 4,9 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en baisse de 8,9 %.

Au 30 décembre 2016, le cours de clôture de l'action EDF était de 9,680 euros (13,575 euros au 31 décembre 2015). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2016 a été de 12,820 euros le 5 janvier 2016, et son cours de clôture le plus bas de 9,190 euros le 24 février 2016.

La capitalisation boursière d'EDF au 30 décembre 2016 s'élevait à 20,42 milliards d'euros (contre 26,07 milliards d'euros au 31 décembre 2015).

ANNÉE 2017

Depuis le début de l'année 2017, et jusqu'au 31 janvier 2017 inclus, l'action EDF a baissé de 5,8 %, le CAC 40 a baissé de 2,3 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de 4,4 %.

Au 31 janvier 2017, le cours de clôture de l'action EDF était de 9,120 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2017 jusqu'au 31 janvier 2017 inclus a été de 8,829 euros le 11 janvier 2017, et son cours de clôture le plus haut de 9,750 euros le 3 janvier 2017.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2017 atteignait 19,24 milliards d'euros.

7.5 Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2016 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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 à la section 7.5.4 du présent document de référence.

7.5.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 31 décembre 2016, l'État détenait 85,62 % du capital social et 85,73 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires, et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire ».

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

7.5.2 RELATIONS AVEC ENGIE (EX-GDF SUEZ)

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Engie respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale. Ses modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 1.4.4.2.3 (« Le service commun à Enedis et GRDF »).

7.5.3 RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES DU SECTEUR PUBLIC

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA. Les transactions avec AREVA portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire, l'aval du cycle et sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements. Ces relations sont décrites en particulier dans les sections 2.3 (« Facteurs de dépendance »), 1.4.1.1.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), 1.4.1.1.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF »), 1.4.1.2.2 (« État d'avancement du projet EPR de Flamanville ») et 1.4.1.1.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), et enfin dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Outre les transactions décrites ci-dessus, EDF et AREVA SA ont conclu, en 2015 et 2016, deux protocoles d'accord non engageants prévoyant l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP, la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets de nouveaux réacteurs, et la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global. Conformément aux termes de ces protocoles, un contrat fixant les conditions de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP a été conclu le 15 novembre 2016. La réalisation de cette cession reste toutefois soumise à plusieurs conditions suspensives (voir section 1.4.1.2.3.4. « Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA »).

7.5.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (la « Société »), nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

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 et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts 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 et engagements. 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 et engagements 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 et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées 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 et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée générale

Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

1. Mandat conféré par EDF à BNP Paribas en qualité de « Global Coordinators » dans le cadre d'un projet d'augmentation de capital

Personne concernée : Madame Laurence Parisot, administratrice d'EDF SA et de BNP Paribas.

Nature, objet, modalités et motifs : L'augmentation du capital avec maintien du droit préférentiel de souscription qui est prévue d'être réalisée au mois de mars 2017, fera l'objet d'un contrat de garantie et de placement *(Underwriting Agreement)* qui sera signé le jour du lancement de l'opération, entre la Société et un syndicat bancaire notamment dirigé par BNP Paribas en tant que l'un des « Coordinateurs Globaux et Chefs de File et Teneurs de Livre Associés » et l'un des « Garants ». Aux termes de ce contrat, les Garants, agissant conjointement et sans solidarité entre eux, s'engageront à faire souscrire ou, à défaut, à souscrire à l'intégralité des actions qui demeureraient non souscrites à l'issue de la période de souscription de l'augmentation du capital susvisée, étant précisé que, compte tenu des caractéristiques de l'offre et de l'engagement de souscription de l'État français, cette garantie ne constituera pas une garantie de bonne fin au sens de l'article L. 225-145 du Code de commerce.

Le projet de contrat prévoit la rémunération des Garants, notamment, par une commission *(underwriting fee)* de 1,0 % de la différence entre le montant brut de l'augmentation du capital et le montant résultant de l'engagement de souscription de l'État français, répartie entre les Garants, au prorata de leurs engagements de garantie. En complément, la Société pourra décider de payer une commission discrétionnaire *(discretionary fee)* d'un maximum de 0,30 % de la différence visée ci-dessus. Ces commissions seront payées à la date de règlement-livraison de l'augmentation du capital, par déduction sur le produit de l'opération.

Le Conseil d'administration, qui a autorisé la conclusion de ce projet de contrat lors de sa séance du 21 juin 2016, a considéré que sa conclusion est motivée par le projet d'augmentation de capital d'EDF pour lequel la société devait désigner des banques comme « Global Coordinators ». Au terme du processus d'appel d'offres qui a été mené, au cours duquel plus de 20 banques ont été auditionnées, la Société a retenu 4 coordinateurs globaux dont BNP Paribas.

2. Mandat conféré par EDF à la Société Générale en qualité de « Global Coordinators » dans le cadre d'un projet d'augmentation de capital

Personne concernée : Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF SA et administrateur de la Société Générale

Nature, objet, modalités et motifs : L'augmentation du capital avec maintien du droit préférentiel de souscription qui est prévue d'être réalisée au mois de mars 2017 fera l'objet d'un contrat de garantie et de placement *(Underwriting Agreement)* qui sera signé le jour du lancement de l'opération, entre la Société et un syndicat bancaire notamment dirigé par la Société Générale en tant que l'un des « Coordinateurs Globaux et Chefs de File et Teneurs de Livre Associés » et l'un des « Garants ».

Les engagements et la rémunération de la Société Générale en tant que Garant sont identiques à ceux de BNP Paribas, tels que décrits dans le paragraphe 1. précédent.

Le Conseil d'administration, qui a autorisé la conclusion de ce projet de contrat lors de sa séance du 21 juin 2016, a considéré que sa conclusion est motivée par le projet d'augmentation de capital d'EDF pour lequel la société devait désigner des banques comme « Global Coordinators ». Au terme du processus d'appel d'offres qui a été mené, au cours duquel plus de 20 banques ont été auditionnées, la Société a retenu 4 coordinateurs globaux, dont la Société Générale.

3. Acquisition par EDF d'une participation majoritaire lui conférant le contrôle exclusif des activités d'AREVA NP

Personnes concernées : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA et d'AREVA SA, et Monsieur Christian Masset, administrateur d'EDF SA et d'AREVA SA.

Nature, objet, modalités et motifs : Faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, ce contrat, signé le 15 novembre 2016 fixe les termes de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP »), filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupera les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du Groupe. Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

Les obligations contractuelles liées à la découverte d'anomalies dans le contrôle qualité de fabrication d'équipements à l'usine du Creusot, et le cas échéant aux usines de Saint-Marcel et de Jeumont, resteront garanties par AREVA SA.

Le Conseil d'administration, qui a autorisé la conclusion de ce contrat lors de sa séance du 15 novembre 2016, a considéré que sa conclusion est motivée par la refondation de la filière nucléaire française, avec EDF en chef de file, qui permettra au Groupe d'être plus performant et efficace dans la réalisation de travaux majeurs comme le Grand carénage du parc en exploitation et la construction de nouvelles centrales nucléaires, et d'être aussi plus compétitif pour conquérir de nouveaux marchés à l'international.

4. Projet de cession partielle du capital de RTE en faveur de la Caisse des Dépôts et de la CNP Assurances, incluant la conclusion d'un prêt par la Coentreprise (société C25), d'un protocole d'investissement et d'un pacte d'actionnaires

Personne concernée : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités et motifs : Cet accord, signé le 14 décembre 2016 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, fixe les termes et conditions de l'acquisition par la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances d'une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE, et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE. La valorisation définitive agréée est fixée à 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE (EDF bénéficiera éventuellement d'un complément de valeur pouvant atteindre 100 millions d'euros).

Le solde de la participation d'EDF dans la Coentreprise (50,1 %) restera affecté au portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval de son cycle nucléaire.

Le Conseil d'administration, qui autorisé la conclusion de cet accord lors de sa séance du 14 décembre 2016, a considéré que sa conclusion est motivée par la volonté d'EDF de concentrer ses moyens financiers sur ses investissements prioritaires, au service de la transition énergétique et en lien avec le cadre stratégique annoncé début 2016.

5. Convention conclue entre l'État, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société C25 relative à la gouvernance de la Coentreprise (société C25) et de RTE

Personne concernée : l'État français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF SA, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités et motifs : Cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, la Coentreprise (société C25) et l'État, 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.

Le Conseil d'administration, qui a autorisé la conclusion de cette convention lors de sa séance du 14 décembre 2016, a considéré que sa conclusion est motivée, en particulier, par l'engagement de l'État visant à permettre d'assurer la représentation des nouveaux actionnaires au Conseil de surveillance de RTE, en limitant à deux le nombre de ses représentants et de renforcer le dossier de certification CRE.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale 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 et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Conventions conclues avec AREVA NP

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec AREVA NP au cours de l'exercice 2007 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants des engagements initiaux au titre de ces conventions et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 1 465 millions d'euros (dont 278 millions d'euros comptabilisés en 2016), 122 millions d'euros (dont 3 millions d'euros comptabilisés en 2016) et 212 millions d'euros (aucun montant comptabilisé en 2016).

Paris - La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 27 février 2017

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit		Deloitte & Associés	
Département de KPMG SA			
Jacques-François Lethu	Jean-Louis Caulier	Alain Pons	Anthony Maarek

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 7.5.4 du présent document de référence, à la section 7.5.4 du document de référence 2015 et à l'annexe C du document de référence 2014.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document de référence ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016, dans les chapitres 1 et 5 du document de référence 2015 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi que dans les chapitres 6 et 9 du document de référence 2014 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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 de référence, du document de référence 2015 et du document de référence 2014, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2016

Les contrats importants conclus en 2016, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrats définitifs concernant le projet Hinkley Point C conclus le 29 septembre 2016 avec le gouvernement britannique et CGN à la suite de l'autorisation de la décision finale d'investissement par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016 (voir sections 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire » et 5.1.3.5.1 « Hinkley Point C : signature des contrats définitifs » et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016) ;
- contrat de cession d'actions relatif à l'acquisition des activités d'AREVA NP par une prise de participation entre 51 et 75 % du capital et des droits de vote de la société New NP, filiale à 100 % de la société AREVA NP, conclu entre EDF SA, AREVA et AREVA NP en date du 15 novembre 2016, auquel est annexé un projet de pacte d'actionnaires relatif à la gouvernance de New NP, autorisés par le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 (voir sections 1.4.1.2.3.4 « Protocoles d'accord et contrat de cession d'actions entre EDF et AREVA » et 5.1.3.5.2 « EDF et AREVA signent les accords engageants pour l'acquisition des activités d'AREVA NP » et note 3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016) ;
- protocole d'investissement (et ses annexes) entre EDF SA, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances en date du 14 décembre 2016 ayant pour objet la cession partielle indirecte du capital de Réseau de Transport d'Électricité – RTE, autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2016 (voir sections 1.4.4.1 « Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) » et 5.1.3.9.1 « EDF, Caisse des Dépôts et CNP Assurances : signature d'un accord engageant pour un partenariat de long terme avec RTE » et note 3.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016) ;
- protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim approuvé le 24 janvier 2017 par le Conseil d'administration d'EDF (voir sections 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires » et 5.1.3.16.4 « Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim » et note 3.7 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016).

7.6.2 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2015

Les contrats importants conclus en 2015, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants [1] :

- accord le 30 juin 2015 avec EP Energy relatif à la cession de 95,6 % de la société hongroise Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt) (voir section 1.4.5.3.2 « Europe centrale et orientale », section 5.1.3.4.2.7 « Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt) et d'Energie Steiermark Holding AG (Estag) » et note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015) ;
- accord le 10 juillet 2015 avec Macquarie Infrastructure and Real Assets relatif à la cession par le groupe de 25 % dans la société autrichienne Energie Steiermark Holding AG (Estag) (voir section 1.4.5.3.1 « Europe du Nord », section 5.1.3.4.2.7 « Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt) et d'Energie Steiermark Holding AG (Estag) » et note 5.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015) ;
- protocole d'accord non engageant le 30 juillet 2015 avec AREVA formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre AREVA et EDF (voir section 1.4.1.2.3.2 « Protocole d'accord avec AREVA ») ;
- Accord Stratégique d'Investissement le 21 octobre 2015 avec China General Nuclear Power Corporation (CGN) pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (voir sections 1.4.1.2.3.1 « EPR d'Hinkley Point C » et 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire » – « Hinkley Point C (HPC) »).

7.6.3 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2014

Les contrats importants conclus en 2014, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants [2] :

- accord entre EDF et EPH finalisé le 27 novembre 2013 relatif à la cession à EPH de 49 % de Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE) (voir chapitre 5 du document de référence 2014 et note 3.7.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014) ;
- accord avec Exelon concernant CENG finalisé le 1er avril 2014 (voir section 9.2.2.2.2 « Accord final avec Exelon sur CENG » et section 6.3.3.2.2.1 « Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) ») ;
- accord entre EDF et Veolia Environnement finalisé le 25 juillet 2014 relatif à la reprise par le groupe EDF des activités de Dalkia en France (voir section 6.4.1.3.1.4 « Dénouement du partenariat avec Veolia Environnement » et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014) ;
- finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable annoncée le 6 novembre 2014 (voir sections 6.3.2.3.1 « Activités dans le secteur de la production électrique », 9.2.2.2.6 « Finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i » et note 3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

1. *Les références de cette section renvoient au document de référence 2015.*
2. *Les références de cette section renvoient au document de référence 2014.*

8

Informations complémentaires

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 524

8.1.1 Responsable du document de référence 524

8.1.2 Attestation du responsable du document de référence 2016 contenant le rapport financier annuel 524

8.2 Responsables du contrôle des comptes 525

8.2.1 Commissaires aux comptes titulaires 525

8.2.2 Commissaires aux comptes suppléants 525

8.3 Documents accessibles au public 525

8.4 Calendrier de communication financière 525

8.5 Tables de concordance 526

8.5.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 526

8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 528

8.5.3 Table de concordance avec le rapport financier annuel 530

8.5.4 Table de concordance avec le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 530

Glossaire 531

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation

8.1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2016 CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence 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 ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Jean-Bernard Lévy,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes

8.2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Deloitte et Associés

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par MM. Alain Pons et Anthony Maarek.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex, représenté par MM. Jacques-François Lethu et Jean-Louis Caulier.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 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 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

Il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 de renouveler les mandats de Commissaires aux comptes de Deloitte et Associés et KPMG SA pour une nouvelle 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.

8.2.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

BEAS

195, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine.

KPMG Audit IS

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex.

Le mandat de la société BEAS, initialement nommée en qualité de Commissaire aux comptes suppléant par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 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 2010, a été renouvelé par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La société KPMG Audit IS a été nommée Commissaire aux comptes suppléant par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 en remplacement de la SCP Jean-Claude André, 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 2016.

8.3 Documents accessibles au public

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site internet de la Société à l'adresse suivante : http://finance.edf.com/finance-41326.html, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris cedex 08.

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 : http://finance.edf.com/actualites-et-publications/publications/information-reglementee/sommaire-44493.html.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

8.4 Calendrier de communication financière

Résultats annuels 2016	14 février 2017
Chiffre d'affaires 1er trimestre 2017	9 mai 2017
Assemblée générale annuelle des actionnaires (1)	18 mai 2017
Résultats semestriels 2017	28 juillet 2017

(1) Sous réserve de la décision du Conseil d'administration.

La société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels et avant l'annonce des résultats 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.

8.5 Tables de concordance

8.5.1 TABLE DE CONCORDANCE AVEC L'ANNEXE I DU RÈGLEMENT (CE) Nº 809/2004

Table de concordance avec les informations requises par l'annexe I du règlement (CE) nº 809/2004 du 29 avril 2004 :

		Sections du document de référence
1.	**Personnes responsables**	**Section 8.1**
1.1.	Identité des personnes responsables	Section 8.1.1
1.2.	Déclaration des personnes responsables	Section 8.1.2
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**	**Section 8.2**
2.1.	Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2.	Changement éventuel	n. a.
3.	**Informations financières sélectionnées**	**Introduction : Chiffres clés**
3.1.	Informations financières historiques	Section 6.5
3.2.	Informations financières intermédiaires	n. a.
4.	**Facteurs de risques**	**Section 2.1**
5.	**Informations concernant l'émetteur**	**Chapitres 1 et 7**
5.1.	Histoire et évolution de la société	Section 1.1
5.1.1.	Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
5.1.2.	Lieu et numéro d'enregistrement de l'émetteur	Section 7.1.2
5.1.3.	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
5.1.4.	Siège social et Forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire	Section 7.1.4
5.1.5.	Événements importants dans le développement des activités de l'émetteur	Sections 5.1.2 / 5.1.3
5.2.	Investissements	Section 1.3.3
5.2.1.	Principaux investissements réalisés	Section 1.3.3.1
5.2.2.	Principaux investissements en cours	Section 1.3.3.2
5.2.3.	Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes	Sections 1.3.3.2 / 5.1.3.5
6.	**Aperçu des activités**	**Section 1.4**
6.1.	Principales activités	Section 1.4
6.2.	Principaux marchés	Section 1.4
6.3.	Evénements exceptionnels	n. a.
6.4.	Dépendance de l'émetteur	Section 2.3
6.5.	Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1.2 / 1.4.5.1.2.4
7.	**Organigramme**	**Section 1.2.1**
7.1.	Description sommaire du groupe	Section 1.2.1
7.2.	Liste des filiales importantes	Section 1.2.1
8.	**Propriétés immobilières, usines et équipements**	**Section 1.7**
8.1.	Immobilisations corporelles importantes	Section 1.7
8.2.	Questions environnementales	Sections 1.7 / 3.2 / 3.4.2
9.	**Examen de la situation financière et du résultat**	**Chapitre 6**
9.1.	Situation financière	Chapitre 6
9.2.	Résultat d'exploitation	Chapitre 6.1
9.2.1.	Facteurs importants, y compris les événements inhabituels ou peu fréquents ou de nouveaux développements	Sections 5.1.2 / 5.1.3
9.2.2.	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 6.7
9.2.3.	Stratégie ou facteur de nature gouvernementale, économique, budgétaire, monétaire ou politique ayant influé sensiblement ou pouvant influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Sections 1.3.1 / 1.3.2

		Sections du document de référence
10.	**Trésorerie et capitaux**	**Chapitres 6 et 7**
10.1.	Informations sur les capitaux	Sections 7.2 / 7.3
10.2.	Flux de trésorerie	Chapitre 6.1 – Note 43
10.3.	Conditions d'emprunt et structure de financement	Chapitre 6.1 – Note 38
10.4.	Restrictions à l'utilisation des capitaux	n. a.
10.5.	Sources de financement attendues	n. a.
11.	**Recherche et développement, brevets et licences**	**Section 1.6**
12.	**Informations sur les tendances**	**Sections 5.2 / 5.3 / 5.4**
12.1.	Principales tendances depuis la fin du dernier exercice	Section 5.2
12.2.	Evénement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
13.	**Prévisions ou estimations du bénéfice**	**Section 5.4**
14.	**Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale**	**Chapitre 4**
14.1.	Informations concernant les membres	Sections 4.2.1 / 4.3.1
	Nom, adresse, professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 / 4.3.1
	Nature de tout lien familial existant	Section 4.4
	Expertise et expérience	Sections 4.2.1 / 4.3.1
	Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2
14.2.	Conflits d'intérêts	Section 4.4.3
15.	**Rémunérations et avantages**	**Section 4.6**
15.1.	Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 / 4.6.2
15.2.	Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
16.	**Fonctionnement des organes d'administration et de direction**	**Section 4.2.2**
16.1.	Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
16.2.	Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance	Section 4.4.4
16.3.	Informations sur les comités d'audit et de rémunération	Section 4.2.3
16.4.	Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
17.	**Salariés**	**Section 3.3**
17.1.	Nombre de salariés	Section 3.3.1
17.2.	Participations et stock-options	n. a.
17.3.	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n. a.
18.	**Principaux actionnaires**	**Section 7.3**
18.1.	Actionnaires détenant plus de 5 % du capital	Section 7.3.8
18.2.	Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
18.3.	Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
18.4.	Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
19.	**Opérations avec des apparentés**	**Section 7.5**
20.	**Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur**	**Chapitres 5 et 6**
20.1.	Informations financières historiques	Section 6.6
20.2.	Informations financières pro forma	n. a.
20.3.	États financiers	Chapitre 6
20.4.	Vérification des informations financières historiques annuelles	Chapitre 6
20.5.	Date des dernières informations financières	n. a.
20.6.	Informations financières intermédiaires et autres	Chapitre 6
20.7.	Politique de distribution de dividendes	Section 6.6
20.8.	Procédures judiciaires et d'arbitrage	Section 2.4
20.9.	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	Section 6.7

		Sections du document de référence
21.	**Informations complémentaires**	**Chapitres 6 et 7**
21.1.	Capital social	Chapitre 6.1 – note 27, Section 7.3
	Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action	Section 7.3.1
	Nombre d'actions autorisées	Section 7.3.3
	Informations relatives aux actions non représentatives du capital	n. a.
	Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Section 7.3.2
	Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription,	n. a.
	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 / 7.3.3
	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
	Historique du capital social	Section 7.3.1
21.2.	Acte constitutif et statuts	Section 7.2
22.	**Contrats importants**	**Section 7.6**
23.	**Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts**	**n. a.**
23.1.	Identité	n. a.
23.2.	Attestation	n. a.
24.	**Documents accessibles au public**	**Section 8.3**
25.	**Informations sur les participations**	**Section 4.5.1**

8.5.2 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION

Le présent document de référence inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2016 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre
Situation et activité du Groupe		
Analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe	L. 225-100, L. 225-100-2, L. 232-1, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
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 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 5.2
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Sections 5.4 et 5.5
Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe	L225.100 et L. 225-100-2 du Code de commerce	Section 3.4.3
Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers pour la Société et le Groupe	L. 225-100 al. 4 et 6 et L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce	Section 2.1 Section 4.7
Prises de participations significatives au cours de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	Section 1.4.1.2.3.4
Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 1.6
Gouvernement d'entreprise/Mandataires sociaux		
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-102-1 du Code de commerce	Section 4.2 Section 4.3
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société	L. 225-102-1 du Code de commerce	Section 4.6
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-102-1 du Code de commerce	Section 7.5 Section 7.6 Note 48 de l'annexe aux comptes consolidés

Élément requis	Texte de référence	Chapitre
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
Attribution et conservation des *stock options* par les mandataires sociaux	L. 225-185 du Code de commerce	n. a.
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 du Code de commerce	Section 4.6.2
Actionnariat et capital		
Structure et évolution du capital de la Société	L. 233-13 du Code de commerce	Section 7.3
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	Section 7.3.2.2
État de la participation des salariés au capital social	L. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Section 3.3.3.1 Section 7.3.8
Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	n. a.
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.
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225-100-3 du Code de commerce	Section 7.2.8
Montant des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 bis du Code général des impôts	Section 6.6.1
Informations environnementales, sociales et sociétales		
Informations environnementales	L. 225-102-1 al. 5 et 6 et R. 225-105 du Code de commerce	Section 3.2
Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 3.2
Informations sociales	L. 225-102-1 al. 5 et 6 et R.225-105 du Code de commerce	Section 3.2
Informations sociétales	L. 225-102-1 al 5 et 6 et R.225-105 du Code de commerce	Section 3.2
Autres informations		
Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 quinquies du Code général des impôts	n. a.
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n. a.
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs	D. 441-6-1 du Code de commerce	Section 5.1
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-100 al. 7 du Code de commerce	Section 7.3.3
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	Section 6.5
Rapport du Président du Conseil d'Administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de contrôle interne mises en place par la Société	L. 225-37 du Code de commerce	Section 4.7
Liste des succursales existantes	L. 232-1 du Code de commerce	Section 5.1.8
Montant des prêts interentreprises consentis	L. 511-6 du Code de commerce	Section 1.2.2
Informations relatives aux engagements de retraite et autres avantages viagers	L. 225-102-1 du Code de commerce	Section 3.3.3.2

8.5.3 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2016 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 de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 8.1.2
Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Section 6.4
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.2
Rapport de gestion	Section 8.5.2
Honoraires des Commissaires aux comptes	Note 52 de l'annexe aux comptes consolidées

8.5.4 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE, LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES

Le présent document de référence inclut tous les éléments du rapport du Président du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport du Président du Conseil d'administration est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence	Pages
Composition du Conseil d'Administration, application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein et conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'Administration	4.2	243
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	4.2.2.3	260
Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe	2.2	133
Référence au code de gouvernement d'entreprise	4.1	241
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale	7.2.7	529
Principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux	4.6	271
Informations de l'article L. 225-100-3 du Code de commerce	7.3	531

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. L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est chargée notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR).

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).

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. Mise en place le 30 mars 2000, son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 1.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

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. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

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 HAVL) 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.

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).

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.

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.

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.

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)*.

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.

Thermie (th)

1 th équivaut à 1 163 kilowattheure 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).

Réalisation et création

AVRIL 2017

Relations investisseurs
Kader Hidra
Directeur Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
http://www.edf.com
http://finance.edf.com

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 1 054 568 341,50 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.com

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001